



Universidade Técnica de Lisboa
Instituto Superior de Economia e Gestão

Mestrado Em Economia e Política da Energia e do Ambiente

Título da Dissertação:

**Fornecimento de Serviços de Sistema no Sistema Eléctrico
Nacional**

Dissertação realizada por Pedro Vasco Monteiro Pereira

Orientação: Doutor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro

Júri:

Presidente: Doutor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro

Vogais: Doutor João Abel Peças Lopes

Doutor Vítor Manuel da Silva Santos

Julho de 2009

Glossário de Termos e Abreviaturas

BRP	<i>Balance Responsible Party</i>
CA	Corrente Alternada
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CC	Corrente Contínua
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CRJ	Central Termoelétrica do Ribatejo
CUR	Comercializador de Último Recurso
EDP	Energias de Portugal, S.A.
ETSO	<i>European Transmission System Operators</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Energia Eléctrica
MPAC	Manual de Procedimentos do Acerto de Contas
MPGS	Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema
OMIE	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A.</i>
OMIP	OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.
OS	Operador de Sistema
PNV	Produtores Não Vinculados
PRE	Produtores em Regime Especial
REE	Red Eléctrica de España
RNT	Rede Nacional de Transporte
ROR	Regulamento de Operação das Redes
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENV	Sistema Eléctrico Não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UCTE	<i>Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity</i>

Fornecimento de Serviços Sistema no Sistema Eléctrico Nacional

Pedro Vasco Monteiro Pereira

Mestrado Em Economia e Política da Energia e do Ambiente

Orientador: Doutor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro

Provas Concluídas em:

Resumo

Com o objectivo de garantir a fiabilidade, segurança e qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica, a operação em tempo-real do sistema eléctrico exige a utilização de determinados serviços complementares que podem ser adquiridos através de mercados desenvolvidos para o efeito ou através da contratação bilateral.

A filosofia implementada com o pacote legislativo de 1995 conduzia a que os serviços de sistema fossem contratos bilateralmente no entanto, com a implementação do Mercado Ibérico de Energia Eléctrica (MIBEL), ocorreu uma ruptura passando alguns serviços de sistema a serem contratados através de mecanismos de mercado.

O presente trabalho pretende apresentar os serviços de sistema necessários para cumprir os objectivos enunciados, os aspectos económicos associados, os mercados de serviços de sistema implementados em Portugal e Espanha e finaliza com uma análise crítica ao fornecimento de serviços de sistema no Sistema Eléctrico Nacional

Palavras-chave: Mercado Ibérico de Energia Eléctrica, Sistema Eléctrico Nacional, regulação de frequência, regulação de tensão, mercado de serviços de sistema.

Abstract

With the goal of assuring the security, reliability and quality of the supply of electricity, the operation in real-time of the electric system requires the use of complementary services that may be contracted through markets specifically designed for these purpose or through bilateral contracts.

The philosophy implemented with the legislative package of 1995 lead to a system where the ancillary services were contracted bilaterally nevertheless, with the realization of the Iberian Electricity Market (MIBEL), a fracture occurred and some ancillary services began to be contracted through market mechanism.

The present work pretends to present the ancillary services required to achieve the referred objectives, the related economic aspects, the ancillary services market implemented in Portugal and in Spain and concludes with a critical analyses to the ancillary services in the National Electric System.

Key Words: Iberian Electricity Market, National Electricity System, frequency control, voltage control, ancillary services market.

Índice

1	Introdução	11
2	Serviços de Sistema	14
2.1	Regulação de Frequência.....	15
2.2	Regulação de Tensão.....	17
3	Aspectos Económicos no Fornecimento de Serviços de Sistema	19
3.1	Custos para a prestação do serviço	19
3.2	Formação dos Preços.....	20
4	Portugal.....	25
4.1	Pacote Legislativo de 1995.....	25
4.2	MIBEL – Mercado Ibérico de Energia Eléctrica	27
4.2.1	Mercado a Prazo.....	28
4.2.2	Leilões de Capacidade Virtual de Produção	30
4.2.3	Contratação Bilateral.....	32
4.2.4	Mercado Diário e Intradiário.....	32
4.2.5	Serviços de Sistema	37
5	Espanha	49
6	Integração dos Mercados de Serviços de Sistema.....	58
6.1	Sem interacção entre os Mercados de Serviços de Sistema.....	58
6.2	Contratação Directa de Reserva noutras Áreas	59
6.3	Partilha Parcial de Reserva	60
6.4	Partilha total	60
7	Análise ao funcionamento do Mercado de Serviços de Sistema em Portugal.....	66
7.1	Nível de Concentração	66
7.2	Bacias Hidrográficas Partilhadas	71
7.3	Participação dos Produtores em Regime Especial.....	73
7.4	CMEC – Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual.....	75
7.5	Contratação de serviços de sistema.....	80
8	Conclusões	82
	Bibliografia	85

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Regulação Primária, exemplo da evolução da frequência face a um aumento da carga, (UCTE, 2004).....	15
Figura 2.2 – Tempos de resposta dos diversos tipos de reserva, (UCTE, 2004).....	17
Figura 3.1 – Variação do rendimento para diversos tipos de turbinas hidráulicas, (Wangensteen, 2007)	19
Figura 4.1 – Estrutura do Sistema Eléctrico Nacional resultante da aplicação do pacote legislativo de 1995	25
Figura 4.2 – Relacionamento comercial no Sistema Eléctrico Nacional decorrente da aplicação do pacote legislativo de 1995	26
Figura 4.3 – Formas de contratação no Mercado Ibérico de Electricidade	28
Figura 4.4 – Exemplo da liquidação realizada nos mercados financeiros que têm como subjacente a electricidade, extraído de (Nord Pool, 2006)	30
Figura 4.5 - Mercado Diário e Intradiário geridos pelo OMIE, as horas apresentadas são horas espanholas.....	32
Figura 4.6 - Curvas agregadas de Oferta e Procura e respectivo preço de encontro ..	33
Figura 4.7 - Preços em cada área quando não há trânsito de energia na interligação	34
Figura 4.8- Preços em cada área quando há trânsito de energia na interligação	34
Figura 4.9 – Preço médio ponderado do mercado diário relativo a área portuguesa...	35
Figura 4.10 – Frequência da Separação de Mercados/Market-Splitting e diferença média de preços entre a área portuguesa e espanhola	36
Figura 4.11 – Energia adquirida no mercado organizado e através de contratação bilateral repartida por forma de contratação	36
Figura 4.12 – Energia adquirida no mercado organizado e através de contratação bilateral repartida por liberalizado e regulado.....	37
Figura 4.13 – Diagrama temporal do processo de restrições técnicas e outras informações enviadas para a entidade concessionária da RNT para efectuar a validação técnica	38
Figura 4.14 – Exemplo grosseiro da resolução de restrições técnicas	39
Figura 4.15 – Mercado de Banda de Regulação Secundária.....	42
Figura 4.16 – Instalações habilitadas para fornecer reserva de regulação secundária	42
Figura 4.17 – Banda de reserva secundária contratada.....	43
Figura 4.18 – Preço da Banda de Reserva Secundária	43
Figura 4.19 – Tecnologia das instalações contratadas para fornecerem banda de regulação secundária	43

Figura 4.20 – Custo total e preço médio ponderado da banda de regulação secundária	44
Figura 4.21 – Energia de Regulação Secundária mobilizada.....	44
Figura 4.22 – Preço médio ponderado do mercado diário e da energia de regulação secundária	45
Figura 4.23 – Energia de Reserva de Regulação mobilizada	47
Figura 4.24 - Preço médio ponderado do mercado diário e da energia de reserva de regulação.....	48
Figura 5.1- Custo total e preço médio ponderado da banda de regulação secundária em Portugal e Espanha	52
Figura 5.2 – Energia de Regulação Secundária mobilizada em Espanha	52
Figura 5.3 - Preço médio do mercado diário e o preço médio ponderado da energia de regulação secundária mobilizada em Espanha	53
Figura 5.4 – Energia de Regulação Terciária mobilizada em Espanha.....	54
Figura 5.5 – Preço médio do mercado diário e o preço médio ponderado da energia de regulação terciária mobilizada em Espanha.....	55
Figura 5.6– Energia mobilizada em Espanha através de mercado de gestão de desvios	56
Figura 5.7 – Preço médio do mercado diário e o preço médio ponderado da energia da mobilizada em Espanha através do mercado de gestão de desvios.....	56
Figura 6.1- Exemplo do modelo onde não existe interacção entre os Mercados de Serviços de Sistema.....	58
Figura 6.2 – Exemplo em que existe partilha parcial de reserva.....	60
Figura 6.3 – Exemplo em que existe partilha total de reserva.....	61
Figura 6.4 – Funcionamento do mercado nórdico de reserva de regulação, adaptado de (Nordel, 2002).....	62
Figura 6.5 – Exemplo de cálculo dos desvios na interligação, adaptado de (Nordel, 2002).....	64
Figura 6.6 – Exemplos da valorização dos desvios na Suécia, adaptado de (Svenska Kraftnät, 2004).....	65
Figura 7.1 – Nível de concentração do mercado diário antes e depois de 31 de Outubro de 2007	67
Figura 7.2 – Nível de concentração do mercado diário, considerando atomicidade na gestão da capacidade de interligação, antes e depois de 31 de Outubro de 2007.....	67

Figura 7.3 – Nível de concentração do mercado diário, considerando concentração na gestão da capacidade de interligação, antes e depois de 31 de Outubro de 2007	67
Figura 7.4 – Evolução do nível de concentração do mercado diário	68
Figura 7.5 – Nível de concentração do mercado de banda de regulação secundária e sua evolução	69
Figura 7.6 – Nível de concentração da mobilização a descer da reserva de regulação e respectiva evolução mensal	69
Figura 7.7 – Nível de concentração da mobilização a subir da reserva de regulação e respectiva evolução mensal	70
Figura 7.8 – Características técnicas dos aproveitamentos hidroeléctricos localizados no Douro Internacional	72
Figura 7.9 - Comparação do preço médio ponderado do mercado organizado com o preço médio dos Produtores em Regime Especial	74
Figura 7.10 – Revisibilidade Anual dos CMEC	78
Figura 7.11 – Interacção entre a tarifa de Uso Global do Sistema e as receitas dos produtores com CMEC	79

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Características das centrais	22
Tabela 3.2 – Resultados do exemplo 1, adaptado de (Kirschen,2005),.....	22
Tabela 3.3 - Características das centrais	23
Tabela 3.4 – Resultados do exemplo 2, adaptado de (Kirschen,2005),.....	23
Tabela 4.1- Resultados dos leilões de capacidade virtual de produção	31
Tabela 7.1 – Previsão de Desclassificações de centrais até ao final de 2019, (REN, 2008).....	70
Tabela 7.2 – Novos centros produtores térmicos e novas centrais hídricas até ao final de 2019, (REN, 2008).....	71
Tabela 7.3 - Estimativas para 2007 e previsões para 2008 dos Custos de Aquisição de Energia à PRE, extraído de (ERSE, 2007).....	74
Tabela 7.4 – Factores que influenciam a escolha da metodologia de aquisição de serviços de sistema	81

Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao Professor Doutor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro a ajuda e orientação que prestou durante a realização da presente dissertação de mestrado.

Agradeço igualmente aos meus familiares e amigos pela compreensão e pelo apoio prestado ao longo da realização deste trabalho. À Maria João e ao Pedro pelos momentos em que não pudemos estar juntos e pela compreensão que tiveram durante a realização deste trabalho.

Aos colegas, pela camaradagem e amizade que demonstraram durante a passagem pelo Instituto Superior de Economia e Gestão.

1 Introdução

Os diversos intervenientes do sector eléctrico que pretendem transaccionar energia eléctrica, tomam posições de compra ou de venda através de contratos bilaterais ou no mercado organizado de energia eléctrica que opera no dia anterior. Desta forma, as compras e as vendas concretizadas no mercado tem por base previsões de consumo, vento, caudais, etc que no momento da entrega da energia eléctrica podem não se verificar. Podem ainda acontecer situações inesperadas, como indisponibilidades fortuitas de centros electroprodutores ou elementos da rede eléctrica, que impossibilitem a concretização das transacções efectuadas no mercado.

Desta forma, os Operadores de Sistema devem estar dotados de mecanismos que permitam, durante a operação em tempo real do sistema eléctrico modificar o perfil de geração dos produtores com o objectivo de garantir a fiabilidade, segurança e qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica.

Os serviços prestados pelos produtores/consumidores de electricidade para assegurar a operação em tempo-real do sistema eléctrico podem ser divididos da seguinte forma:

- Regulação de frequência – Consiste na mobilização/desmobilização da potência activa fornecida/consumida pelo produtor/consumidor para fazer face a eventuais desequilíbrios entre a produção e o consumo de electricidade;
- Regulação de tensão – Corresponde ao fornecimento/consumo de potência reactiva pelo produtor, com o objectivo de manter os níveis de tensão da rede eléctrica;
- Arranque Autónomo – Consiste na possibilidade de determinados grupos geradores poderem arrancar sem apoio da rede (tensão eléctrica). Serviço fundamental para a reposição após graves perturbações.

Antes de 1 de Julho de 2007 o fornecimento de serviços de sistema pelos produtores estava garantido através de contratos entre a entidade concessionária da RNT, Rede Nacional de Transporte, e os produtores que permitiam garantir a fiabilidade, segurança e qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica. No Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), cuja a sua organização tinha em vista a prestação de um serviço público, os produtores estavam vinculados através de Contratos de Aquisição de Energia, CAE, que reconhecia tanto os proveitos expectáveis dos produtores como as compensações a que as partes tinham direito em caso de

incumprimento, (DL240, 2004). No Sistema Eléctrico Independente (SEI), organizado segundo uma lógica de mercado, o fornecimento de serviços de sistema eram garantidos através de contratos bilaterais entre a entidade concessionária da RNT e os produtores não vinculados.

Com o início do Mercado Ibérico de Electricidade e da cessação dos CAE dos centros electroprodutores da EDP, Energias de Portugal, S.A., ocorreu uma profunda alteração do relacionamento comercial entre os diversos intervenientes e da filosofia de contratação de serviços de sistema. Desde esse momento que diversos serviços de sistema têm sido contratados através de mercado onde os diversos agentes competem para garantir o seu fornecimento.

Face as profundas alterações verificadas no relacionamento comercial existente no sistema eléctrico a presente dissertação de mestrado pretende enquadrar a nova forma de funcionamento do mercado de serviços de sistema a nível nacional e ao nível ibérico. Começando por identificar os diversos serviços de sistema necessários para garantir a fiabilidade, segurança e qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica e os aspectos económicos associados ao seu fornecimento.

De seguida, apresenta-se o anterior enquadramento legislativo do sistema eléctrico nacional, SEN, onde se identifica a sua estrutura e forma de relacionamento comercial inerente, para depois identificar as diferentes formas de contratação iniciadas com o arranque do MIBEL, dando especial relevância ao mercado de serviços de sistema a operar em Portugal.

Após a apresentação das modalidades de contratação de serviços de sistema a operar em Portugal, descreve-se o mercado de serviços de sistema em Espanha, comparando a energia contratada e os preços verificados em Portugal e em Espanha, para no capítulo seguinte, face a crescente abertura dos mercados, apresentar os mecanismos implementados internacionalmente para facilitar a troca de serviços de sistema entre duas áreas. Dando-se especial relevância ao modelo nórdico que apresenta um grau de integração significativamente superior mas, no entanto, continua a apresentar diferenças significativas na forma em como os serviços de sistema são valorizados.

Concluindo com uma análise ao funcionamento do mercado de serviços de sistema no sistema eléctrico nacional onde se analisa o nível de concentração do mercado organizado e do mercado de serviços de sistema, a ausência de capacidade de regularização nos aproveitamentos hidroeléctricos situados nas bacias hidrográficas do Douro e do Tejo, a possibilidade dos Produtores em Regime Especial, PRE, participar no mercado, o funcionamento dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual, CMEC, mecanismo que, em linhas gerais, pretende garantir que as receitas obtidas através do mercado são equivalentes as obtidas através dos extintos CAE, e a sua interacção e impacto no funcionamento do mercado e finalizando com as diferentes modalidades de contratação de serviços de sistema.

2 Serviços de Sistema

Com o objectivo de garantir a fiabilidade, segurança e qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica, a operação em tempo-real do sistema eléctrico exige a utilização de determinados serviços complementares que podem ser adquiridos através de mercados desenvolvidos para o efeito.

O fornecimento de energia eléctrica é realizado em corrente alternada com frequência e tensão de alimentação constantes, desta forma, ambas as grandezas devem ser monitorizadas e controladas para manter o correcto funcionamento do sistema.

Os serviços prestados pelos produtores/consumidores de electricidade para assegurar a operação em tempo-real do sistema eléctrico podem ser divididos da seguinte forma:

- Regulação de frequência – Consiste na mobilização/desmobilização da potência activa fornecida/consumida pelo produtor/consumidor para fazer face a eventuais desequilíbrios entre a produção e o consumo de electricidade;
- Regulação de tensão – Corresponde ao fornecimento/consumo de potência reactiva pelo produtor, com o objectivo de manter os níveis de tensão da rede eléctrica;
- Arranque Autónomo – Consiste na possibilidade de determinados grupos geradores poderem arrancar sem apoio da rede (tensão eléctrica). Serviço fundamental para a reposição após graves perturbações.

Os serviços de sistema não podem ser fornecidos através dos mecanismos “normais” de mercado, porque estão associados a qualidade de fornecimento de energia eléctrica que pode ser considerado um bem público. Todos os consumidores que sejam abastecidos pela mesma rede síncrona “recebem” a mesma frequência e os consumidores de uma determinada zona de rede também são afectados pela qualidade da tensão eléctrica fornecida. Desta forma, normalmente, os serviços de sistema são serviços que são adquiridos pela entidade responsável pela gestão do sistema (OS – Operador de Sistema) de forma a garantir a qualidade do fornecimento de energia eléctrica aos consumidores, (Wangensteen, 2007).

A entidade responsável pela gestão do sistema funciona como comprador único dos serviços de sistema (monopsólio), isto é, os consumidores/produtores fornecem os serviços mas estes são adquiridos, na sua globalidade, pelo OS. No entanto, existem

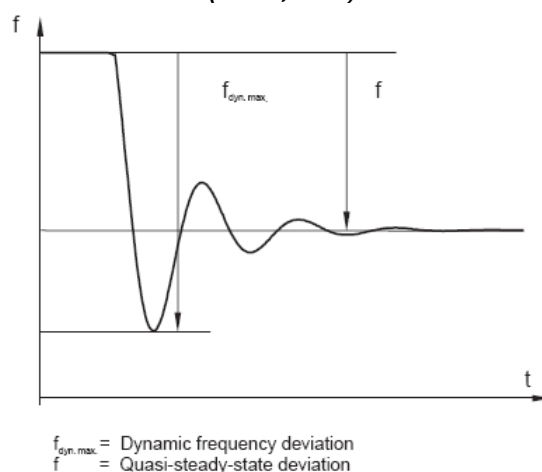
experiências nos Estados Unidos da América onde o OS impõe obrigações nas entidades que participam no mercado, principalmente nos produtores, de forma a fornecerem os serviços de sistema necessários. O produtor depois possui a opção de fornecer os serviços de sistema ou de adquirir as suas obrigações em mercados desenvolvidos para o efeito, (Wangensteen, 2007)

2.1 Regulação de Frequência

A regulação de frequência está intrinsecamente associada ao equilíbrio entre a produção e o consumo de energia eléctrica e, visto que não é possível armazenar energia eléctrica, este equilíbrio tem de ser mantido 24 sob 24 horas.

Quando ocorre um aumento de carga este deve ser acompanhado por um aumento da produção de energia eléctrica, que pode ser obtido através da abertura das válvulas de admissão das turbinas ou dos motores alternativos, no entanto, visto que a resposta dos grupos geradores não é instantânea, a carga adicional vai ser momentaneamente satisfeita pela energia cinética armazenada nas massas girantes do geradores (diminuição da frequência), (Paiva, 2005). De forma análoga, uma diminuição da carga do sistema é acompanhada com um aumento da energia cinética das massas girantes dos geradores (aumento da frequência).

Figura 2.1 – Regulação Primária, exemplo da evolução da frequência face a um aumento da carga, (UCTE, 2004)



Cada grupo gerador é dotado de um regulador de velocidade que assegura o controlo primário de frequência. O regulador mede a velocidade de rotação do grupo, comparando-a com o valor de referência e actua sobre a válvula de admissão de fluido

da turbina/motor. Com esta operação está-se a variar a potência mecânica e, por conseguinte, a potência activa fornecida pelo gerador, (Paiva, 2005).

Os controladores variam a potência activa até que ocorra o equilíbrio entre o consumo e a geração, no entanto, o sistema atinge o estado quase-estacionário com um valor de frequência diferente do desejado. Como todos os grupos geradores ligados na rede europeia contribuem para a estabilidade, o desequilíbrio entre a produção e consumo num determinado país provoca uma alteração dos fluxos transfronteiriços.

Ao contrário da regulação primária, a regulação secundária só é mobilizada na área onde ocorre o desequilíbrio e deve demorar, no máximo, 30 segundos a ser mobilizada e a sua actuação deverá estar concluída em 15 minutos.

O objectivo do controlo secundário é restaurar o equilíbrio entre a produção e o consumo após uma variação de carga (ou perda de consumo), anulando o erro de frequência e mantendo a potência transitada nas linhas de interligação. Com esta acção também se está a “repor” a regulação primária de forma a possibilitar que esta possa ser utilizada em situações futuras.

Ao contrário do controlo primário, o controlo secundário é realizado de forma centralizada, no centro de controlo e gestão do sistema eléctrico, e actua sobre os valores de referência dos grupos geradores

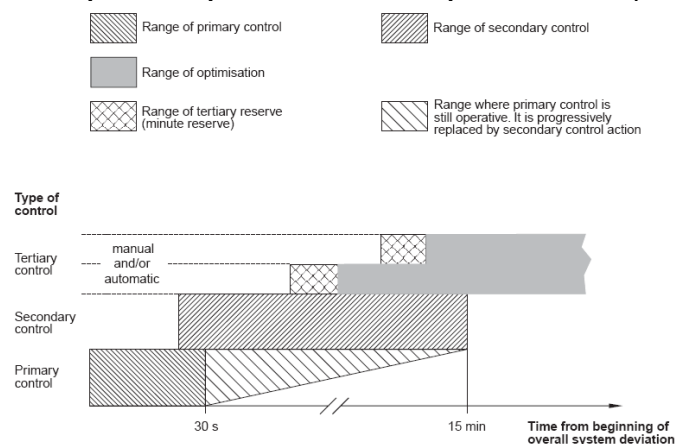
Como se pode concluir, a forma de controlo e o tempo de resposta dos produtores/consumidores as necessidades de regulação de frequência do sistema é muito diversa, sendo normal dividir a regulação de frequência em:

- Reserva de regulação primária – O seu fornecimento realiza-se através da variação de potência dos geradores de forma imediata e autónoma por actuação dos reguladores de velocidade das turbinas como resposta às variações da frequência.
- Reserva de regulação secundária – A regulação secundária não deverá demorar mais de 30 segundos a ser mobilizada e a sua actuação deverá estar concluída em 15 minutos.
- Reserva de regulação terciária – A variação máxima de potência do programa de geração que se pode efectuar numa unidade de produção num tempo

máximo de 15 minutos e que pode ser mantida, pelo menos, durante duas horas consecutivas.

A Figura 2.2 apresenta a definição destes três tipos de reserva segundo a UCTE- *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*.

Figura 2.2 – Tempos de resposta dos diversos tipos de reserva, (UCTE, 2004)



Para fazer face as variações de carga, indisponibilidades dos centros electroprodutores ou da rede de transporte é necessário dotar o sistema eléctrico de ferramentas que permitam flexibilidade para variar os níveis de produção das diversas instalações envolvidas.

2.2 Regulação de Tensão

Segundo (Paiva, 2005) o controlo de tensão e da potência reactiva deve satisfazer os seguintes objectivos:

- Manter a tensão aos terminais dos equipamentos dentro de limites aceitáveis, uma vez que a operação fora destes limites, em particular por períodos prolongados, afecta negativamente o seu desempenho e pode provocar danos;
- Minimizar o trânsito de potência reactiva nos elementos da rede, a fim de reduzir as perdas quer de potência activa quer de reactiva, assim maximizando a respectiva capacidade de transferência de potência activa;
- Assegurar a estabilidade da tensão ao longo de todo o sistema, e maximizar a estabilidade transitória a nível da rede de transporte.

Em comparação com o controlo de frequência, o controlo de tensão não possui um controlo tão apertado como o controlo de frequência, tempos de resposta distintos, e a produção de energia reactiva não é de forma alguma onerosa como a energia activa.

Na potência activa só existe um fornecedor, os produtores, no entanto na potência reactiva os fornecedores e consumidores de reactiva são mais variados, (Paiva, 2005):

- Os geradores síncronos podem fornecer ou consumir potência reactiva;
- As linhas aéreas consomem ou fornecem potência reactiva, se a potência transitada é inferior à potência natural, fornecem reactiva, na situação da potência transitada ser superior a natural, consomem reactiva;
- Os cabos subterrâneos, caracterizados por elevada potência natural, sendo invariavelmente explorados com potências inferiores. Comportam-se, por conseguinte, como fornecedores líquidos de potência reactiva;
- Os transformadores consomem potência reactiva, independentemente da carga;
- Tipicamente, os consumidores consomem potência reactiva;

Outro aspecto importante, é que o controlo de tensão deve ser controlado localmente, isto é, o fornecimento de potência reactiva para satisfazer consumos deve ser realizada o mais perto destes. Desta forma, visto que o controlo de tensão apresenta uma natureza local em vez da natureza regional ou nacional do controlo de frequência, este serviço, normalmente, não é fornecido através de mecanismos de mercado.

3 Aspectos Económicos no Fornecimento de Serviços de Sistema

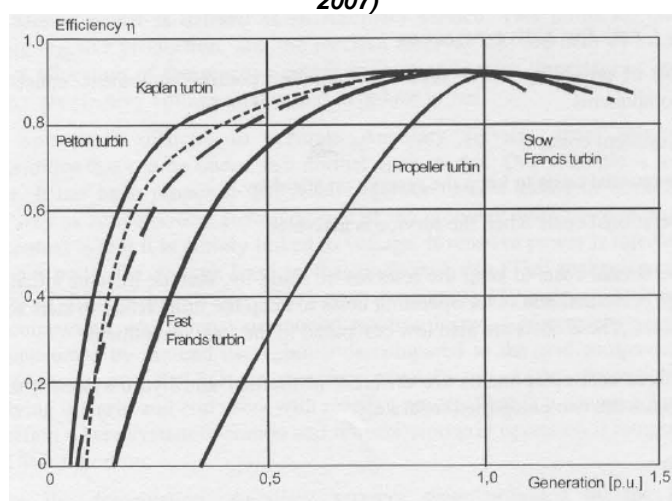
3.1 Custos para a prestação do serviço

Os custos para o fornecimento de reservas de regulação podem ser divididos em três componentes:

- Custos de investimento;
- Custos de funcionamento por manter a instalação disponível para o fornecimento de reserva;
- Custos de funcionamento associados a mobilização da instalação para o fornecimento de reserva.

Para poder prestar o serviço de regulação é necessário realizar investimentos na construção da instalação, criação de capacidade instalada apta para prestar o serviço, e na instalação de equipamento de controlo e outro equipamento necessário para que a instalação possa fornecer o serviço. Os custos com equipamento adicional, equipamento de controlo e outro, são pequenos quando comparados com os custos totais de investimento (cerca de 2 % do investimento total para centrais hídricas) e, normalmente, visto que muito do equipamento já é necessário para sincronizar e ligar a instalação a rede, são instalados independentemente se pretende-se fornecer o serviço (Wangensteen, 2007).

Figura 3.1 – Variação do rendimento para diversos tipos de turbinas hidráulicas, (Wangensteen, 2007)



Uma instalação de produção ao prestar um serviço de regulação pode ver modificado o seu ponto de funcionamento e por consequência o rendimento total da instalação. A

Figura 3.1 apresenta a variação do rendimento de diversos tipos de turbinas hidráulicas com a variação da energia eléctrica produzida.

Como se pode verificar pela observação da figura anterior, o tipo de turbina de um aproveitamento hidroeléctrico tem um grande impacto na possível quebra de rendimento associada a mobilização de reserva.

Além do custo de operação anteriormente apresentado, associado a perda de rendimento da turbina, as centrais hidroeléctricas podem ter custos de pessoal e/ou custos de arranque.

Por sua vez, as centrais termoeléctricas para poderem fornecer regulação primária armazenam energia adicional na caldeira, na forma de vapor, que pode ser libertada ao abrir as válvulas de admissão da turbina. O aspecto negativo desta metodologia é a perda de rendimento da caldeira, cerca de 0,5%, e o aumento dos custos de combustível. Outros custos existentes, são os custos adicionais de investimento e o desgaste originado pela produção de mais energia eléctrica. A regulação terciária é realizada através da reserva girante, não sendo normal considerar instalações desligadas como prestadores de serviço devido aos custos elevados de arranque. Os custos de um produtor manter a reserva quente incluem o desgaste normal, custos de arranque da instalação e os custos de combustível, que são consideráveis, (Wangensteen, 2007).

3.2 Formação dos Preços

O fornecimento de energia eléctrica no mercado de Serviços de Sistema pode-se considerar uma extensão do mercado organizado, apresentando a mesma metodologia de definição de custo marginal. Desta forma, este capítulo entrara em detalhe na formação do preço da reserva, que apresenta uma natureza claramente distinta da anterior, e na sua interacção com o preço do mercado organizado.

Durante a operação em tempo real, o Operador de Sistema necessita de possuir centros electroprodutores capazes de fornecer reserva primária, secundária ou terciária para colmatar diferenças entre o consumo e a produção. A reserva que uma instalação se encontra disponível para fornecer encontra-se limitada por diversos factores, nomeadamente:

- Potência instalada do centro electroprodutor;
- Gradientes de subida e descida, variação máxima que uma instalação pode realizar a potência que injecta na rede;
- Estado do centro electroprodutor (parado, a arrancar, síncrono com a rede, etc) e tecnologia associada;
- Reservas de combustível existentes na instalação;
- Energia contratada no mercado organizado.

Em termos da formação dos preços, um centro electroprodutor que pretenda fornecer reserva, visto que a potência disponível está limitada por diversos factores, pode ter de abdicar do fornecimento de energia eléctrica no mercado de organizado. Desta forma existe um custo de oportunidade entre o fornecimento de reserva e o de energia eléctrica no mercado. Uma instalação que tenha custo marginal inferior ao preço do mercado organizado e que pretenda fornecer reserva, abdica das receitas obtidas no mercado organizado mas, como a produção de electricidade possui um custo, evita os custos associados a produção de energia eléctrica.

Também se verifica que o produtor ao se disponibilizar para fornecer reserva abdica de vender energia eléctrica no mercado organizado o que provoca um aumento do preço marginal do mercado ao se mobilizarem centrais que não seriam contratadas.

Para demonstrar a interacção entre o fornecimento de reserva e energia apresenta-se o próximo exemplo, adaptado de (Kirschen,2005), que pretende ilustrar a referida relação.

Exemplo:

Considere-se que existem quatro centrais eléctricas com as seguintes características:

- A central nº 1 tem capacidade instalada de 250 MW sem a capacidade de fornecer reserva e apresenta um custo marginal de 2 €/MWh;
- A central nº 2 tem capacidade instalada de 230 MW, pode fornecer 160 MW em reserva e apresenta um custo marginal de 17 €/MWh;
- A central nº 3 tem capacidade instalada de 240 MW, pode fornecer 190 MW em reserva e apresenta um custo marginal de 20 €/MWh;

- A central nº 4 tem capacidade instalada de 250 MW sem a capacidade de fornecer reserva e apresenta um custo marginal de 28 €/MWh;

Tabela 3.1 – Características das centrais

Central	Custo Marginal (€/MWh)	P_{\max} (MW)	R_{\max} (MW)
1	2	250	0
2	17	230	160
3	20	240	190
4	28	250	0

Neste exemplo considera-se que não existem ofertas separadas para o fornecimento de reserva e que os produtores oferecem o custo marginal no mercado.

Sendo a necessidade de reserva de 250 MW, apresenta-se na tabela seguinte os resultados do mercado.

Tabela 3.2 – Resultados do exemplo 1, adaptado de (Kirschen,2005),

Consumo (MW)	P_1 (MW)	R_1 (MW)	P_2 (MW)	R_2 (MW)	P_3 (MW)	R_3 (MW)	P_4 (MW)	R_4 (MW)	Preço Energia	Preço Reserva
300-420	250	0	50-170	60	0	190	0	0	17	0
420-470	250	0	170	60	0-50	190	0	0	20	3
470-720	250	0	170	60	50	190	0-250	0	28	11

Analisando a tabela anterior verifica-se que:

- Para um consumo entre os 320 MW e os 420 MW a reserva não possui preço, visto que a central 2 e 3 não condicionam a sua produção devido a reserva solicitada;
- Entre os 420 MW e os 470 MW a central 2 limita a sua produção de forma a poder oferecer reserva, sendo que o preço da reserva corresponde ao custo de incrementar a reserva por 1 MW. Para disponibilizar mais 1 MW de reserva a central 2 teria de produzir menos 1 MWh, o que corresponde a abdicar do preço da energia (20 €/MWh) e a poupar os custos (17 €/MWh), logo a reserva deve ser valorizada a 3 €/MWh;
- Entre os 470 MW e os 720 MW a central 3 limita a sua produção de forma a poder oferecer reserva, sendo que o preço da reserva corresponde ao custo de incrementar a reserva por 1 MW. Para disponibilizar mais 1 MW de reserva a central 2 teria de produzir menos 1 MWh, o que corresponde a abdicar do

preço da energia (28 €/MWh) e a poupar os custos (17 €/MWh), logo a reserva deve ser valorizada a 11 €/MWh.

O exemplo seguinte acrescenta um grau adicional de complexidade, o custo de fornecimento de reserva.

Exemplo:

Neste exemplo considera-se que existem ofertas separadas para o fornecimento de reserva, que reflectem a perda de eficiência das centrais e os custos adicionais de manutenção, e energia e que os produtores oferecem o custo marginal em ambos os mercados.

Tabela 3.3 - Características das centrais

Central	Custo Marginal (€/MWh)	Custo Marginal (€/MW)	P _{max} (MW)	R _{max} (MW)
1	2	0	250	0
2	17	0	230	160
3	20	5	240	190
4	28	7	250	150

Sendo a necessidade de reserva de 250 MW, apresenta-se na tabela seguinte os resultados do mercado.

Tabela 3.4 – Resultados do exemplo 2, adaptado de (Kirschen,2005),

Consumo (MW)	P ₁ (MW)	R ₁ (MW)	P ₂ (MW)	R ₂ (MW)	P ₃ (MW)	R ₃ (MW)	P ₄ (MW)	R ₄ (MW)	Preço Energia	Preço Reserva
300-320	250	0	50-70	160	0	90	0	0	17	5
320-470	250	0	70	160	0-150	90	0	0	20	5
470-560	250	0	70	160	150-240	90-0	0	0-90	22	7
560-620	250	0	70-130	160-100	240	0	0	90-150	24	7
620-720	250	0	130	100	240	0	0-100	150	28	11

Analisando a tabela anterior verifica-se que:

- Para um consumo entre os 300 MW e os 320 MW, a reserva possui um preço de 5 €/MW, visto que a central marginal é a 3, e o preço da energia é de 17 €/MWh;

- Entre os 320 MW e os 470 MW, a central 3 passa a ser marginal para a energia logo o preço é de 20 €/MWh;
- Para um consumo entre os 470 MW e os 560 MW a central 4 passa a ser marginal para a reserva, logo o preço é de 7 €/MW, no entanto o preço da energia passa para 22 €/MWh. A central 3 ao abdicar de fornecer reserva perde, em termos de receita, 7 €/MW mas poupa 5 €/MW, logo a central 4, ao fornecer energia, perde 2 €/MW que serão incorporados no preço da energia;
- Entre os 560 MW e os 620 MW, a central 2 produz mais energia o que provoca que o preço atinja os 24 €/MWh. A central 2 ao abdicar de fornecer reserva perde, em termos de receita, 7 €/MW mas poupa 0 €/MW, logo a central 4, ao fornecer energia, perde 7 €/MW que serão incorporados no preço da energia (17+7);
- Entre os 620 MW e os 720 MW a central 4 torna-se marginal, logo o preço da energia sobe para 28 €/MWh, no entanto, em termos de reserva para se obter um MW adicional de reserva terá de se reduzir a produção de 2, poupando 17 €/MWh, e perdendo 28 €/MWh (preço marginal da energia). Isto origina que o preço da reserva seja de 11 €/MW.

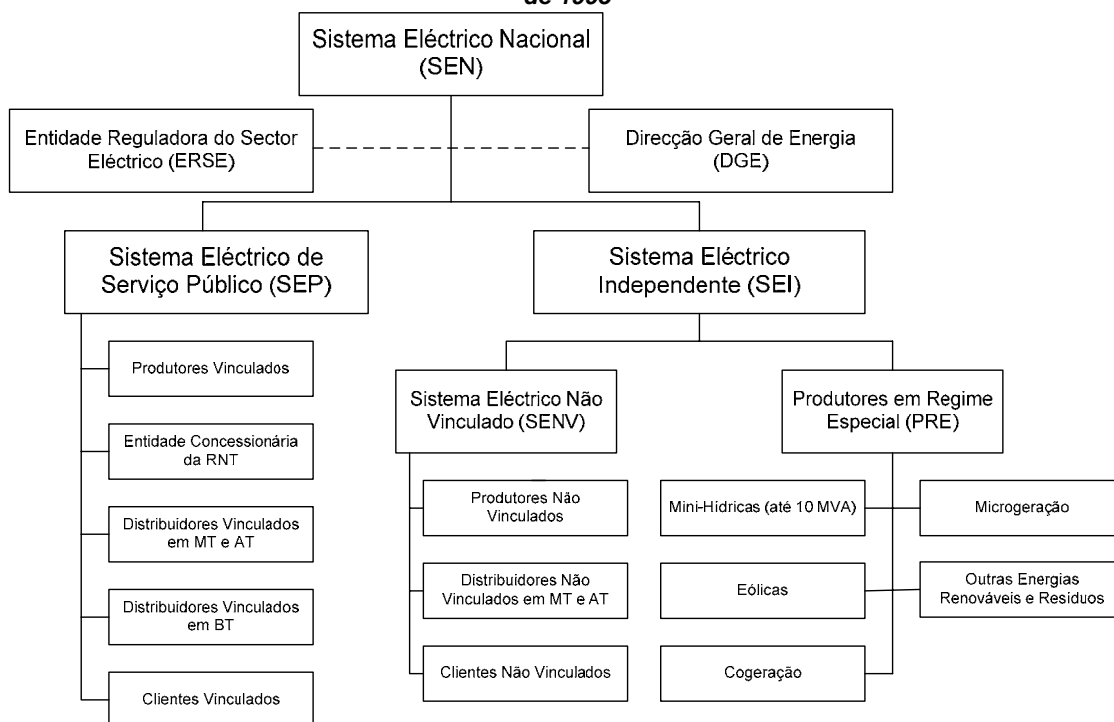
4 Portugal

4.1 Pacote Legislativo de 1995

O pacote legislativo de 1995 definiu um modelo organizativo para o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) onde coexistiam dois subsistemas com características de actuação muito distintas, o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), cuja a sua organização tinha em vista a prestação de um serviço público, e o Sistema Eléctrico Independente (SEI), organizado segundo uma lógica de mercado.

No âmbito do SEP, intervinha a Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT), explorada em concessão de serviço público, e os produtores e distribuidores de energia eléctrica que se vinculavam àquela através de um regime contratual, no âmbito do qual assumiam a obrigação de alimentar o SEP ou de ser por ele alimentado, tendo como objectivo fundamental a garantia da segurança do abastecimento, (DL182, 1995).

Figura 4.1 – Estrutura do Sistema Eléctrico Nacional resultante da aplicação do pacote legislativo de 1995



No âmbito do SEI, define-se o Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV), o qual era composto por Produtores, Distribuidores e Clientes Não Vinculados, e cujo relacionamento comercial se regia por uma lógica de mercado, e a Produção em

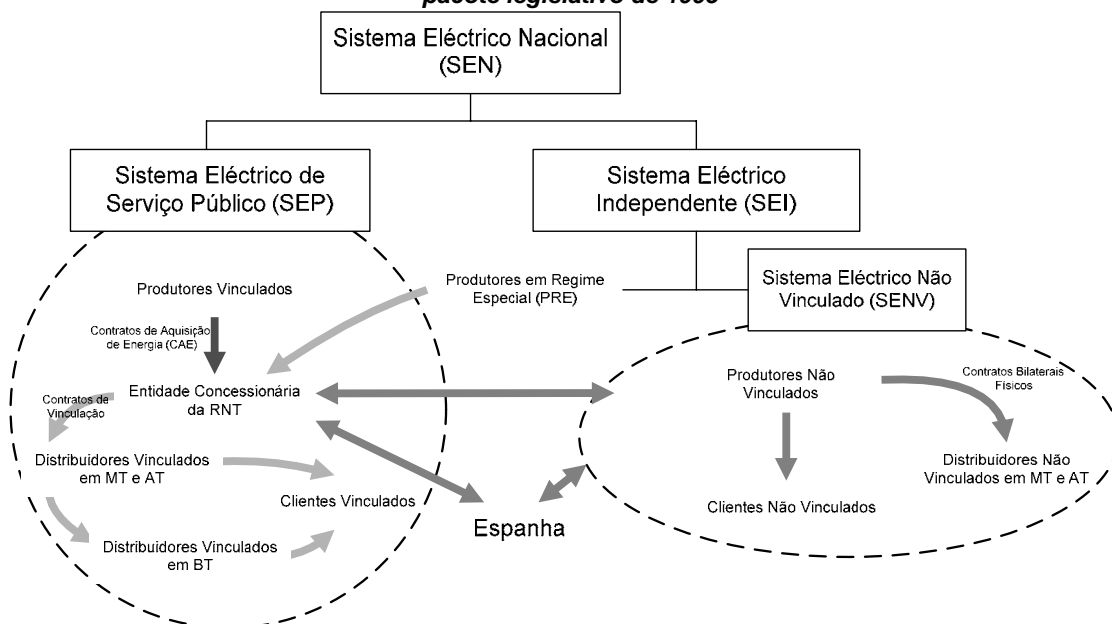
Regime Especial (PRE). Na Figura 4.1 apresenta-se a estrutura proposta pelo pacote legislativo de 1995.

Neste pacote legislativo é instituída uma Entidade Reguladora, com marcadas características de independência e com a natureza de pessoa colectiva de direito público, a quem são cometidas as funções de estabelecer os mecanismos de regulação do Sistema, de forma a assegurar as condições que confirmam uma maior racionalidade económica e uma maior confiança dos diversos operadores, quer os que se encontram já instalados quer aqueles que desejam entrar para o sector, (DL182, 1995).

Em 2003, com a publicação do Decreto-Lei 184/2003 de 20 de Agosto, define-se as actividade de:

- Comercializador, entidade que exerce a actividade de compra por grosso e venda por grosso ou a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros
- Agente Externo, entidade legalmente estabelecida noutro Estado da União Europeia reconhecida como possuindo legalmente o direito de comprar ou vender energia eléctrica para a satisfação de necessidades próprias ou de terceiros.

Figura 4.2 – Relacionamento comercial no Sistema Eléctrico Nacional decorrente da aplicação do pacote legislativo de 1995



Neste enquadramento, o fornecimento de serviços de sistema encontrava-se contemplada nos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), contratos estabelecidos entre os produtores vinculados e a entidade concessionária da RNT, ou através de contratos bilaterais entre os PNV e a concessionária da RNT. A filosofia implementada com o pacote legislativo de 1995 conduzia a que os serviços de sistema fossem contratos bilateralmente, no entanto, como será mostrado nos capítulos seguintes, com a implementação do Mercado Ibérico de Energia Eléctrica (MIBEL) ocorreu uma ruptura com o pacote legislativo de 1995, passando alguns serviços de sistema a serem contratados através de mecanismos de mercado.

4.2 MIBEL – Mercado Ibérico de Energia Eléctrica

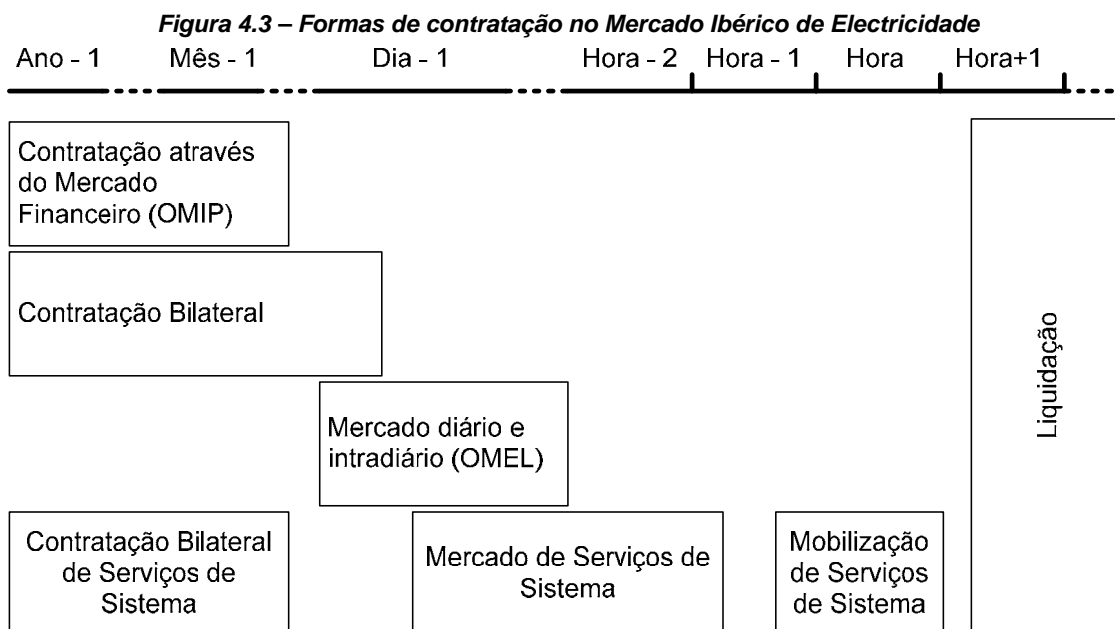
O MIBEL, constitui uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha, sendo um passo importante na construção do mercado interno de electricidade. No Acordo celebrado em 20 de Janeiro de 2004 definiu-se, na sua generalidade, as formas de contratação permitidas no MIBEL, identificando três grandes modalidades de contratação:

- Através do Mercado a Prazo, para contratações até um ano. Este mercado seria gerido pelo OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), que teria sede em Lisboa;
- Através do Mercado Diário e Intradiário já gerido pelo pólo espanhol do OMI – Operador do Mercado Ibérico de Energia, com sede em Madrid;
- Através de Contratação Bilateral para contratos com o prazo mínimo de um ano.

Outro aspecto deste Acordo, foi o reconhecimento recíproco de agentes, desta forma tendo sido concedido o estatuto de produtor, comercializador ou outro, por parte de um país, implicara o reconhecimento automático pelo outro país, conferindo igualdade de direitos e obrigações a esse agente.

Por fim também estabelece as competências do Conselho de Reguladores do MIBEL (que integra os reguladores sectoriais dos dois países), do Comité de Agentes de Mercado (que integra representantes de todas as entidades intervenientes no mercado) e do Comité de Gestão Técnica e Económica do MIBEL (que integra os Operadores de Mercado e de Sistema dos dois países);

Em 1 de Julho de 2007, após a adaptação legislativa ocorrida em Portugal e com a cessação do Contratos de Aquisição de Energia (CAE), o MIBEL inicia actividade. A figura seguinte apresenta as modalidades de contratação existentes neste mercado.



Os capítulos seguintes apresentam, sucintamente, as novas modalidades de contratação existentes de forma a enquadrar o fornecimento de serviços de sistema neste novo contexto.

4.2.1 Mercado a Prazo

O OMIP é o operador do pólo português do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), sendo responsável pela gestão da negociação de operações no mercado de derivados cujo activo subjacente é a electricidade. Actualmente no OMIP negociam-se dois tipos de contratos de futuros:

- Com entrega física
- Com entrega financeira.

As restantes características são comuns a ambos tipos de contratos, realçando-se as seguintes:

- Contratos carga base, fornecimento de 1 MW em todas as horas a que se refere o contrato;
- Nominal dos contratos: 1 MW * nº de horas de cada contrato;

- Cotação e tick: em euros/MWh, com um tick de 0,01 euros/MWh;
- Períodos de entrega: semanas, meses, trimestres e anos;
- Preço de referência spot utilizado para a liquidação no vencimento de ambos os tipos de contratos: valor monetário do índice "SPEL base", que representa o preço médio da energia eléctrica na zona espanhola, determinado com base nos valores verificados no mercado diário gerido pelo OMIE.

Visto que as restantes características dos contratos são comuns, estes são registados num livro de ordem comum o que permite que ambos os contratos tenham maior liquidez.

A OMIClear (empresa detida a 100 % pelo OMIP) assume as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central em todas as operações realizadas no mercado gerido pelo OMIP, podendo também compensar negócios efectuados fora do mercado ou ainda de outros mercados que tenham como activos subjacentes produtos de base energética ou de natureza análoga, (OMIP, Modelo de Mercado, 2006).

Mediante um processo de novação, todas as operações realizadas no OMIP e registadas junto da OMIClear, são garantidas por esta entidade enquanto Câmara de Compensação do mercado. Assim, a OMIClear assegura a compensação multilateral das posições, permitindo reduzir significativamente os vários riscos que afectam as operações, nomeadamente os de crédito, liquidação, sistémico e operacional. A actuação da OMIClear enquanto Contraparte Central, cumpre ainda uma função estruturante, uma vez que permite a coexistência de agentes de mercado com diferentes dimensões, exposições ao risco, áreas de negócio sem qualquer discriminação geográfica, (OMIP, Modelo de Mercado, 2006).

A OMIClear promove a liquidação de ganhos e perdas diários (mark-to-market) durante o período de negociação, baseando-se nos preços diários de referência para cada contrato listado.

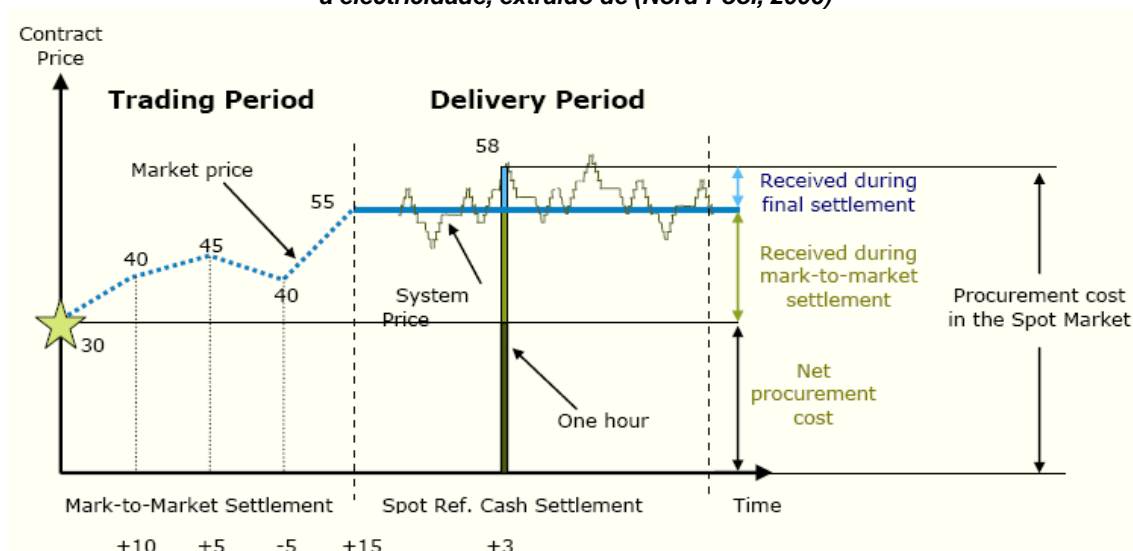
Durante o período de entrega, a liquidação de posições abertas é baseada em dois preços distintos:

- Um preço fixo - o preço de referência de negociação do contrato de futuros no último dia de negociação;

- Um preço variável - preço de referência spot (definido diariamente).

A diferença diária entre estes dois preços constitui a base para a liquidação financeira diária durante o período de entrega.

Figura 4.4 – Exemplo da liquidação realizada nos mercados financeiros que têm como subjacente a electricidade, extraído de (Nord Pool, 2006)



As posições nos Futuros com entrega financeira são objecto de uma liquidação puramente financeira durante o período de entrega, em que apenas existe a liquidação financeira das diferenças de preços acima referidas, não ocorrendo qualquer entrega de energia, (OMIP, Modelo de Mercado, 2006).

No caso do participante ter optado por Futuros com entrega física, as posições são inscritas numa conta de negociação física, sendo, durante o período de entrega, a respectiva posição líquida, considerando as posições detidas em diferentes contratos, enviada para o mercado diário do OMIE a preço instrumental (OMIP, Modelo de Mercado, 2006).

4.2.2 Leilões de Capacidade Virtual de Produção

Os leilões de capacidade virtual de produção de energia eléctrica são mecanismos destinados a transaccionar opções de compra de energia eléctrica. Desta forma, disponibiliza-se aos interessados a utilização da capacidade de produção de centrais existentes, contribuindo assim para a dinamização do funcionamento do mercado de electricidade, (OMIP, 1º Leilão REN-VPP, 2007).

Por iniciativa da REN Trading, S.A. realizaram-se no passado durante 2007 dois leilões de capacidade virtual de produção em Portugal. No primeiro leilão realizado em Junho de 2007 foram disponibilizados 100 MW para entrega no terceiro trimestre de 2007, que foram transaccionados a um Preço de Exercício de 24 €/MWh e um Prémio de 21,10 €/MW/h.

No segundo leilão, realizado em Setembro de 2007, para entrega no quarto trimestre de 2007, foram oferecidos 140 MW dos quais só 50 MW foram adquiridos a um Preço de Exercício de 27 €/MWh e um Prémio de 19,01 €/MW/h.

Com a publicação da portaria 57/2008 de 11 de Janeiro de 2008, impôs a REN - Trading, S.A e a EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., enquanto titular de centros electroprodutores abrangidos através de CMEC, Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual, a obrigação de vender através deste mecanismo 300 MW com entrega entre Fevereiro e Dezembro de 2008 e mais 200 MW com entrega no segundo e terceiro trimestre.

Tabela 4.1- Resultados dos leilões de capacidade virtual de produção

	Capacidade Oferecida [MW]	Capacidade adquirida [MW]	Preço de Exercício [€/MWh]	Prémio [€/MW/h]
3º Trimestre de 2007	100	100	24	21,1
4º Trimestre de 2007	140	50	27	19,01
Fevereiro de 2008	300	300	56	12,69
Março de 2008	300	300	56	5,89
2º Trimestre de 2008	300	300	56	1,05
	200	200	56	4,69
3º Trimestre de 2008	300	300	56	4,78
	200	200	56	6,8
4º Trimestre de 2008	300	300	56	2,85

Na Tabela 4.1 apresenta-se os resultados dos leilões de capacidade virtual de produção realizados em 2007 e 2008.

4.2.3 Contratação Bilateral

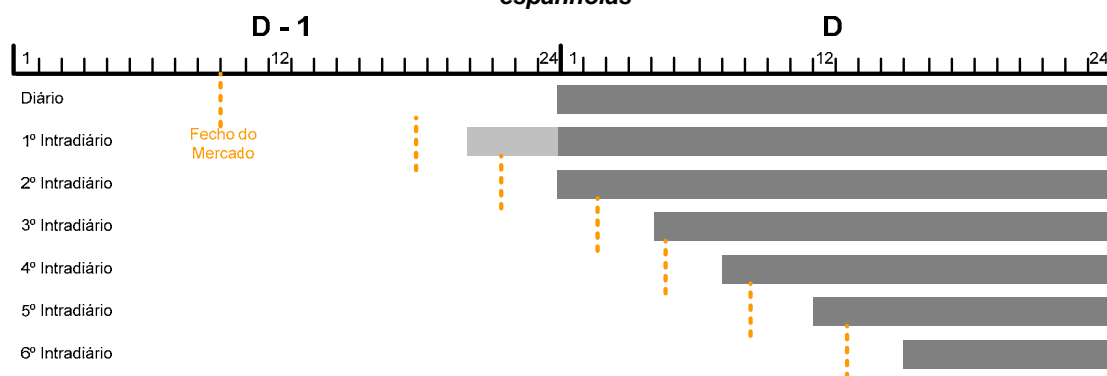
Os Agentes de Mercado tem a possibilidade de celebrar contratos bilaterais. Com a celebração do contrato, uma das partes compromete-se a colocar na rede e outra a receber a energia eléctrica a preços e condições fixadas no mesmo, (MPAC, 2007).

Os Agentes de Mercado, para possibilitar a validação técnica dos programas contratados, devem comunicar a celebração e as execuções diárias do mesmo a entidade concessionária da RNT. As execuções diárias do contrato bilateral devem ser comunicadas até as 10 horas, momento a partir do qual se inicia a validação técnica dos programas contratados através de contratação bilateral e através do mercado diário.

4.2.4 Mercado Diário e Intradiário

O OMIE, mercado organizado criado em Janeiro de 1998, gere um mercado diário e seis mercados intradiários, oferecendo aos agentes participantes do mercado, a possibilidade de contratar energia eléctrica em 7 sessões, Figura 4.5 **Erro! A origem da referência não foi encontrada..**

Figura 4.5 - Mercado Diário e Intradiário geridos pelo OMIE, as horas apresentadas são horas espanholas



No mercado diário podem oferecer energia as entidades que detenham posições vendedoras (por ex: produtores, comercializadores que tenham adquirido energia através de contratos, agentes externos, etc). Em oposição, podem comprar energia no mercado todas as entidades que possam deter posições de compra (por ex: consumidores, comercializadores, produtores que tenham vendido energia através de contrato bilateral).

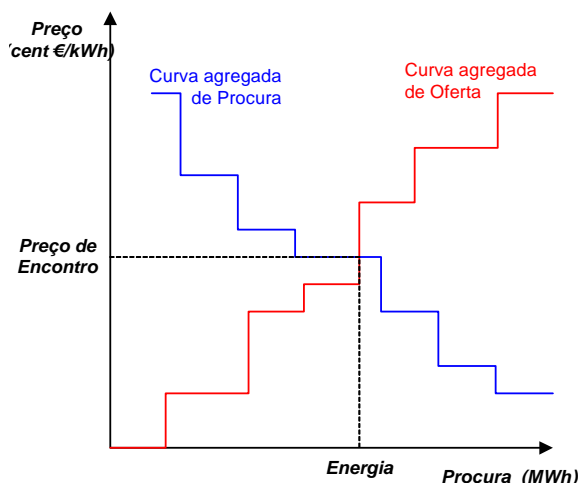
O mercado intradiário é constituído por 6 sessões diárias. Podem recorrer a este mercado como compradores e vendedores os titulares das unidades de produção, as distribuidoras, comercializadoras, os consumidores e os agentes externos.

Os intervenientes no mercado apresentam as suas ofertas por unidade de oferta sendo que, para os detentores de activos de produção, uma unidade de oferta é um grupo térmico ou, para as centrais hídricas, a junção das centrais hídricas existentes numa mesma bacia hidrográfica. No entanto, em Portugal foram constituídas as seguintes unidades de oferta associadas a aproveitamentos hídricos:

- Bacias hidrográficas do Cávado-Lima;
- Bacia hidrográfica do Douro;
- Bacias hidrográficas do Tejo-Mondego;
- Bacia hidrográfica do Guadiana.

Ambos os mercados baseiam-se na construção de curvas de oferta e procura a partir das ofertas de venda e de compra apresentadas até uma determinada hora. A intersecção da curva da oferta com a curva da procura permite estabelecer o ponto de equilíbrio do mercado e apresentar o preço de equilíbrio final a uma determinada quantidade de energia a ser transaccionada.

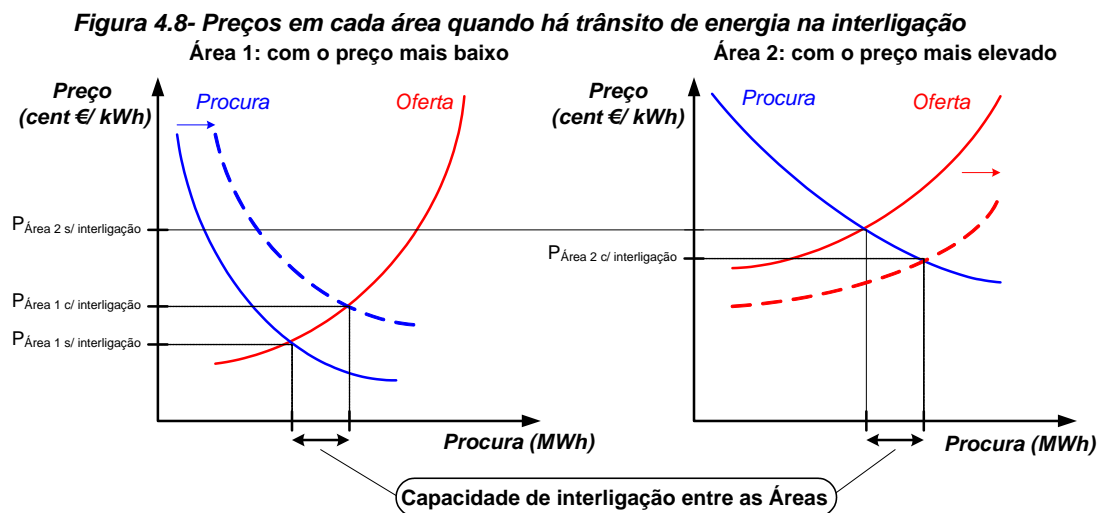
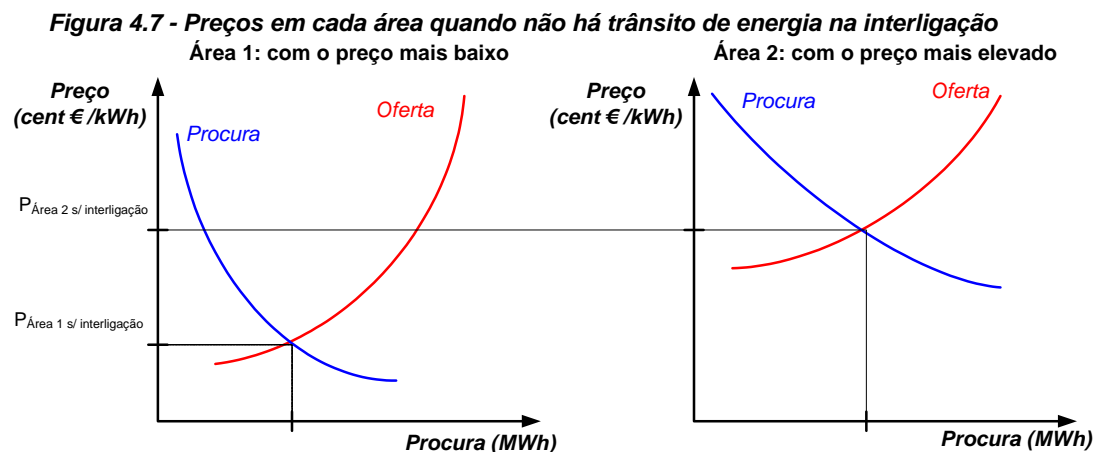
Figura 4.6 - Curvas agregadas de Oferta e Procura e respectivo preço de encontro



Desta forma, se não houver restrições de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, haverá um só preço para as duas áreas.

No entanto, existe entre Portugal e Espanha um factor que limita as trocas comerciais entre os dois países, a capacidade de interligação. Desta forma, desde Julho de 2007, sempre que o fluxo previsto na interligação excede a sua capacidade é adoptada a seguinte metodologia:

- As curvas de oferta e de procura são agregadas por Áreas (Portugal e Espanha). A intersecção das curvas obtidas representa o preço de mercado em cada área na situação em que não houvesse capacidade de interligação entre os dois países;

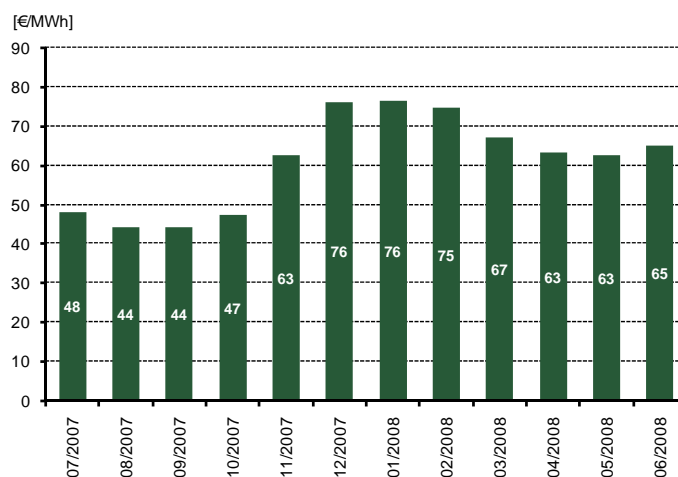


- As diferenças de preço são reduzidas, variando os volumes de energia que estão a ser transaccionados entre cada área. De uma forma grosseira pode-se considerar que na área de preço mais elevado é introduzida, para o valor de energia transitado na interligação, uma oferta de venda a preço instrumental, desta forma a curva de oferta é deslocada originando uma redução do preço de encontro. Na área de preço mais baixo é introduzida uma oferta de compra,

também a preço instrumental, para o mesmo valor de energia, o que provoca que a curva de procura é deslocada originando uma subida do preço de encontro. Deste modo consegue-se que a diferença entre os preços seja a menor possível,

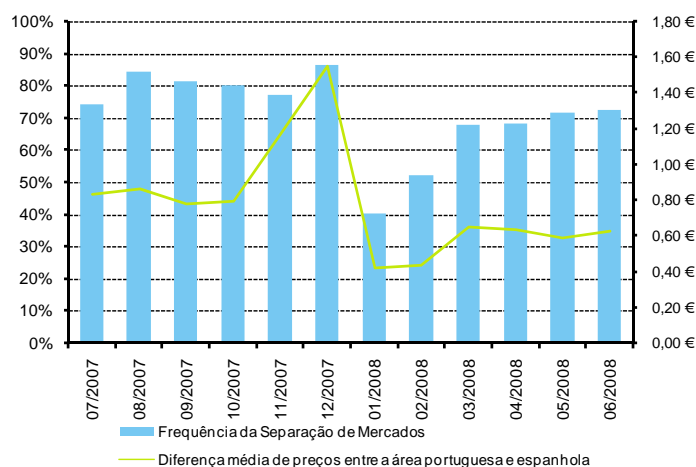
Na figura seguinte apresenta-se a evolução do preço médio ponderado do mercado diário e onde se pode constatar uma crescente subida dos preços do mercado, associada ao aumento sazonal do consumo nos meses de Inverno, o que obriga a mobilização de centrais com custos marginais mais elevados, a fraca pluviosidade verificada, a subida dos preços dos combustíveis e ao início da aplicação do PNALE II que originou uma subida do preço das licenças de CO₂ e a inversão da ordem de mérito, as centrais a carvão começaram a apresentar custos marginais mais elevados do as centrais de ciclo combinado.

Figura 4.9 – Preço médio ponderado do mercado diário relativo a área portuguesa



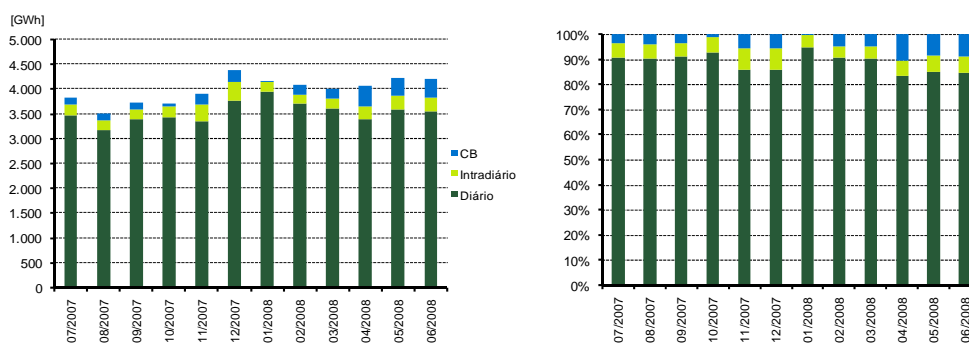
Na Figura 4.10 apresenta-se a evolução da ocorrência da separação de mercados e a diferença média de preços entre a área portuguesa e espanhola. Pode-se verificar que a frequência, durante o segundo semestre de 2007, ocorre em cerca de 75% das horas tendo-se observado, nos dois últimos meses do 2007, um aumento da diferença de preços resultado da mobilização de centrais a fuel em Portugal.

Figura 4.10 – Frequência da Separação de Mercados/Market-Splitting e diferença média de preços entre a área portuguesa e espanhola



Em termos de energia transaccionada, no mercado diário observa-se que esta representa 90% da energia transaccionada sendo que os restantes 10% são repartidos pela contratação bilateral e pela energia transaccionada através dos mercados intradiários geridos pelo OMIE. Constata-se que uma larga percentagem da energia transaccionada através de contratação bilateral é resultante da realização dos leilões de capacidade virtual de capacidade de produção o que resulta, no mês de Janeiro de 2008, mês em que não foi transaccionada energia através dos leilões, numa forte quebra da energia transaccionada através desta modalidade.

Figura 4.11 – Energia adquirida no mercado organizado e através de contratação bilateral repartida por forma de contratação

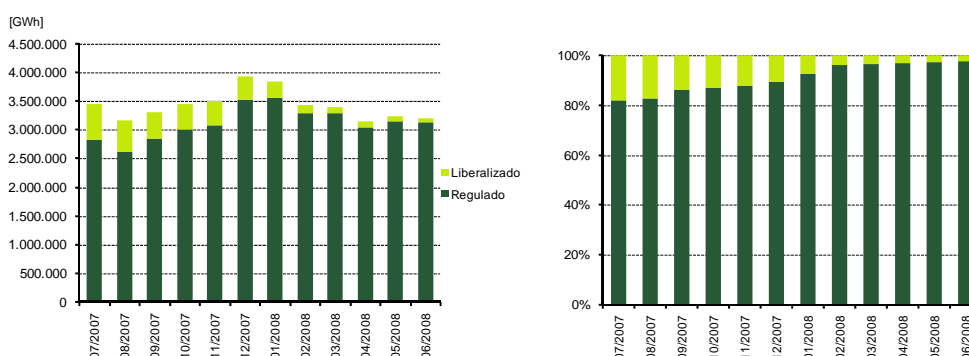


O DL 29/2006 consagrou a figura de comercializador de último recurso, CUR, que constitui uma entidade sujeita a regulação e que assume o papel de garante do fornecimento de electricidade aos consumidores, nomeadamente aos mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade de serviço. Desta forma, o comercializador de último recurso fica sujeito à obrigação da prestação universal do fornecimento de electricidade, garantindo a todos os clientes que o solicitem a satisfação das suas

necessidades, na observância da legislação aplicável, nomeadamente a relativa à protecção do consumidor, (DL172, 2006).

Na Figura 4.12 observa-se a evolução da energia adquirida pelo CUR para fornecimento aos consumidores de energia eléctrica através de tarifa regulada, e pelos comercializadores. Verifica-se um forte decrescimento da energia adquirida pelos comercializadores, resultado da pouca competitividade face as tarifas praticadas pelo CUR.

Figura 4.12 – Energia adquirida no mercado organizado e através de contratação bilateral repartida por liberalizado e regulado



Apesar de em Julho de 2007 se ter implementado um mercado organizado que permitiu liberalizar totalmente o mercado grossista, o mercado retalhista que apresentou um forte dinamismo em determinados períodos do SENV encontra-se em declínio.

4.2.5 Serviços de Sistema

Com a publicação, em Junho de 2007, do Regulamento de Operação das Redes (ROR) e com a posterior publicação do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema (MPGS), os serviços de sistema foram divididos em:

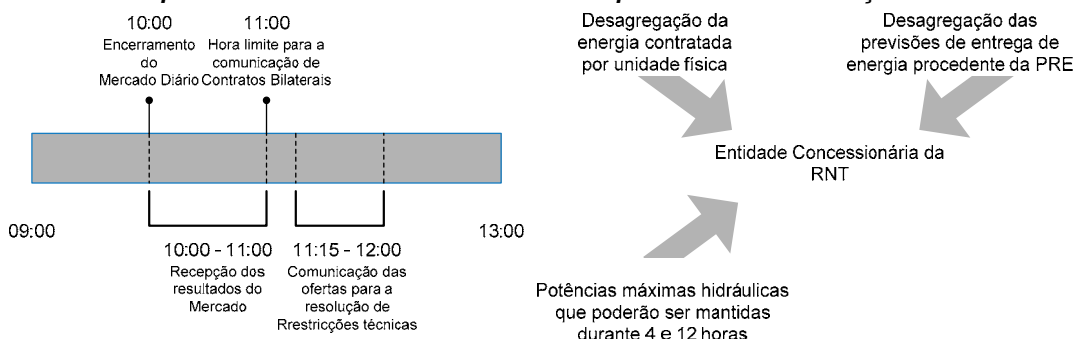
- Obrigatórios, que não são passíveis de remuneração e onde estão englobados a regulação de tensão, a regulação de frequência e a manutenção da estabilidade;
- Complementares, como a compensação síncrona, compensação estática, reserva, telerregulação, interruptibilidade rápida, arranque autónomo e telearranque. Sendo estes serviços remunerados.

De seguida apresentam-se as metodologias adoptadas em Portugal para remunerar os serviços de sistema complementares.

– **Resolução de Restrições Técnicas resultantes do mercado diário**

Após a realização do processo de encontro pelo OMIE, encontro de ofertas económico tendo em conta as limitações existentes na interligação, estes devem ser validados tecnicamente para determinar a sua exequibilidade. Desta forma, o OMIE comunica a entidade concessionária da RNT os resultados do processo de encontro para que esta verifique a sua exequibilidade.

Figura 4.13 – Diagrama temporal do processo de restrições técnicas e outras informações enviadas para a entidade concessionária da RNT para efectuar a validação técnica



Com a recepção dos programas contratados, visto que esta é comunicada por unidade de oferta, os intervenientes no mercado deverão comunicar, entre outras informações, a desagregação da energia contratada por unidade física (central hídrica ou grupo térmico) e as ofertas para a resolução de restrições técnicas. As ofertas para a resolução de restrições técnicas podem ser comunicadas por todas as entidades que detenham unidades de oferta associadas a produção ou a consumos relativos a bombagem, sendo que cada oferta contém, para cada período horário, a seguinte informação:

- Pares de energia e preço para a mobilização de energia;
- Pares de energia e preço para a desmobilização de energia, sendo que este preço equivale ao preço de recompra.

O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema identifica duas fases do processo de resolução de restrições técnicas:

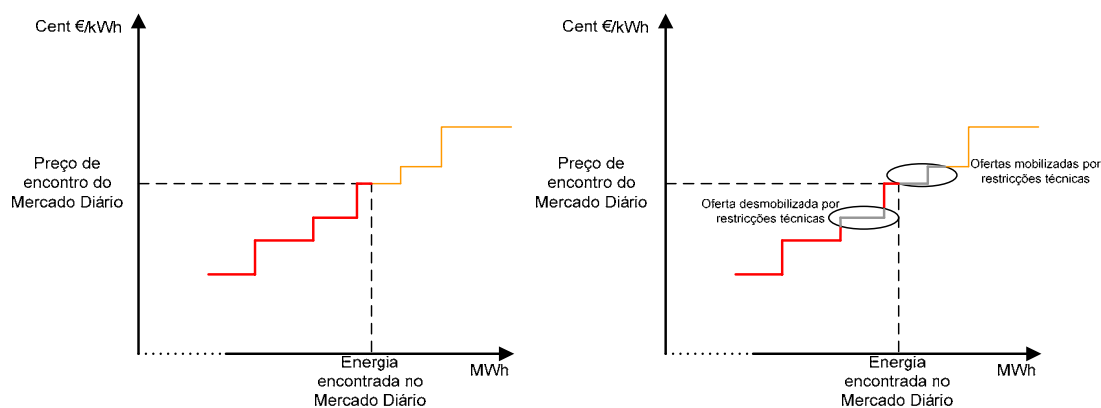
- Fase 1: modificação do programa de contratação resultante do mercado diário por critérios de segurança;
- Fase 2: reequilíbrio da relação geração-consumo.

A primeira fase tem por objectivo determinar as restrições técnicas que possam afectar a execução do programa contratado, identificando as alterações à programação necessárias para eliminar as restrições técnicas detectadas. Na segunda fase de resolução de restrições técnicas, pretende-se eliminar o possível desequilíbrio entre a geração e o consumo, resultante da mobilização/desmobilização efectuada na primeira fase (MPAC, 2007).

Os Agentes de Mercado vendedores que sejam mobilizados por efeito de resolução de restrições técnicas, serão remunerados mediante a utilização do valor mínimo entre o valor das ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e o valor das apresentadas, e não contratadas, no mercado diário. Os Agentes de Mercado vendedores que como resultado da restrição técnica tenham uma redução do seu programa têm a obrigação de pagar da energia desmobilizada ao preço de encontro do mercado diário.

Por sua vez, os agentes de Mercado compradores, consumo referentes a bombagem, serão remuneradas mediante a utilização do valor máximo entre o valor das ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e o valor das apresentadas no mercado diário.

Figura 4.14 – Exemplo grosseiro da resolução de restrições técnicas



Os Agentes de Mercado mobilizados para colmatar um défice de produção serão remunerados da seguinte forma:

- Mobilização de Instalações de Produção – As instalações de produção serão remuneradas pelo valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no

processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas e não contratadas no mercado diário;

- Desmobilização de consumo de bombagem – serão remuneradas mediante a utilização do valor máximo entre o valor das ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e o valor das apresentadas no mercado diário.

Por sua vez, os Agentes de Mercado mobilizados para resolver um excesso de geração serão remunerados pelo valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário. A valorização das ofertas utilizadas com preços inferiores a 85% do preço de encontro do mercado diário, serão remuneradas por este limite, (MPAC, 2007).

A entidade concessionária da RNT também procederá a uma avaliação económica das diferentes soluções e elegerá aquela que represente um menor sobrecusto e, no caso de igualdade de sobrecusto para várias soluções, seleccionará aquela que represente um menor movimento de energia (MPGS, 2007).

O sobrecusto originado pela resolução de restrições técnicas é repartido proporcionalmente por todos os Agentes de Mercado com compras relativas a consumos.

– **Resolução de Restrições Técnicas resultantes do mercado intradiário**

Após cada sessão dos mercados intradiários, a entidade concessionária da RNT analisa as modificações resultantes destes mercados e outras alterações relevantes. Caso a entidade concessionária da RNT identifique uma restrição técnica que invalide o programa resultante do mercado intradiário solucionará a restrição pela remoção das ofertas que provoquem a referida restrição em causa, tendo sempre em atenção a precedência económica do OMIE.

O desequilíbrio criado com a remoção das ofertas que originam a restrição é reposto pela retirada das ofertas de compra/venda encontradas na sessão do mercado intradiário, tendo sempre em conta a precedência económica das ofertas encontradas.

– **Regulação Primária**

A regulação primária, associada ao estatismo dos grupos geradores, é um serviço de sistema obrigatório, não remunerado, para todos os geradores em serviço.

– **Regulação Secundária**

A regulação secundária, associada ao serviço de telerregulação dos grupos geradores, é um serviço de sistema remunerado segundo mecanismos de mercado, sendo a valorização composta por duas parcelas:

- Valorização da banda de regulação – Banda de regulação (intervalo de variação da potência de geração em torno do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante) assignada a cada instalação e valorizada ao preço marginal da banda de regulação secundária em cada hora.
- Valorização da energia de regulação secundária – energia de regulação secundária mobilizada é valorizada ao preço da última oferta de energia de reserva regulação mobilizada em cada hora.

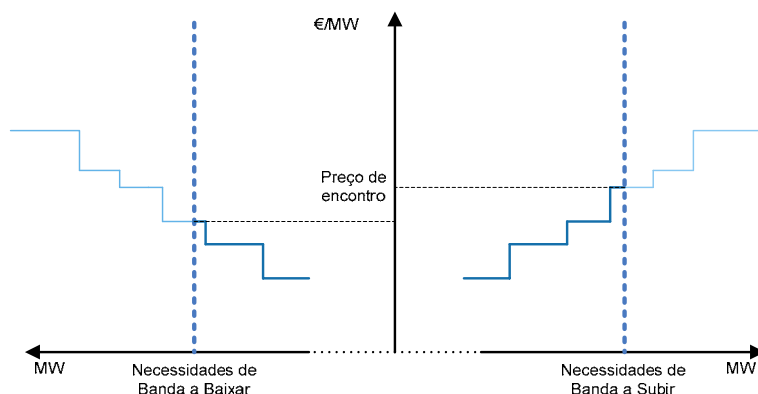
Diariamente, a entidade concessionária da RNT determina as necessidades de banda de reserva de regulação secundária necessária para o funcionamento do sistema, sendo esta comunicada a todos os Agentes de Mercado detentores de activos de produção. É comunicado aos Agentes de Mercado a seguinte informação:

- Necessidade de banda de reserva de regulação secundária a subir e a baixar;
- Valor máximo e mínimo da oferta de banda de regulação.

Após o processo de resolução de restrições técnicas inicia-se o mercado de banda de reserva de regulação onde os Agentes de Mercado oferecerão, para cada instalação capaz de fornecer o serviço de teleregulação, uma banda de regulação, em MW, com o preço correspondente para cada uma das horas do dia seguinte, em €/MW. De realçar que cada oferta tem de cumprir, para cada período de programação, uma relação preestabelecida entre a reserva a subir a baixar.

Após o fecho do mercado realiza-se o processo de encontro entre as ofertas apresentadas e as necessidades publicadas pela entidade concessionária da RNT, Figura 4.15. Deste processo resultam dois preços, um para banda a subir e outro para baixar, sendo toda a banda valorizada pelo máximo destes dois preços.

Figura 4.15 – Mercado de Banda de Regulação Secundária

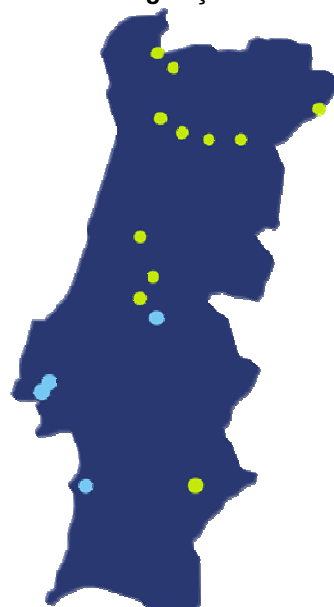


O custo da banda de regulação representa um custo fixo face aos desvios (existe independentemente da ocorrência de desvios) pelo que é coberto por todo o consumo dos Agentes de Mercado, enquanto a parcela da energia de regulação secundária mobilizada é paga por todos os Agentes de Mercado que se desviarem, numa determinada hora, (MPAC, 2007).

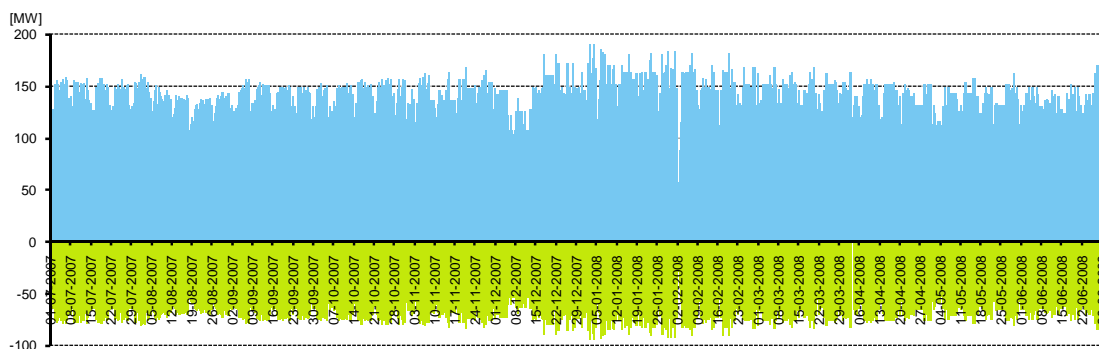
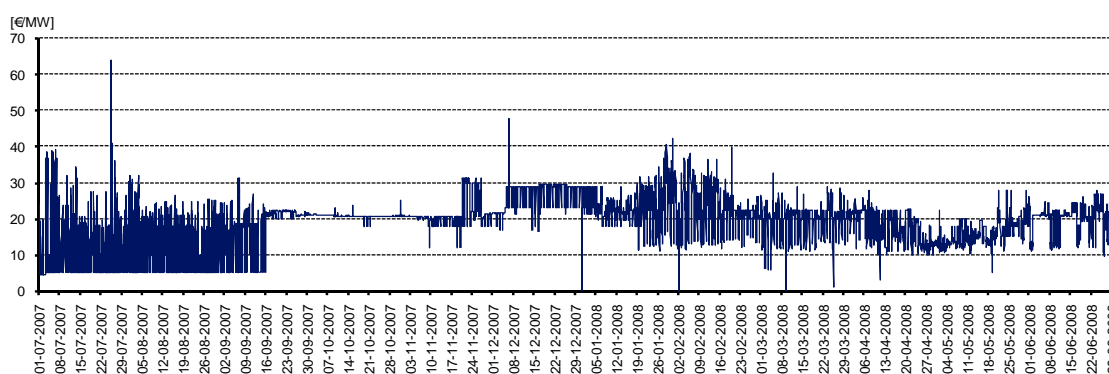
Na Figura 4.16 apresentam-se as instalações habilitadas para prestar o serviço de reserva de regulação secundária.

Figura 4.16 – Instalações habilitadas para fornecer reserva de regulação secundária

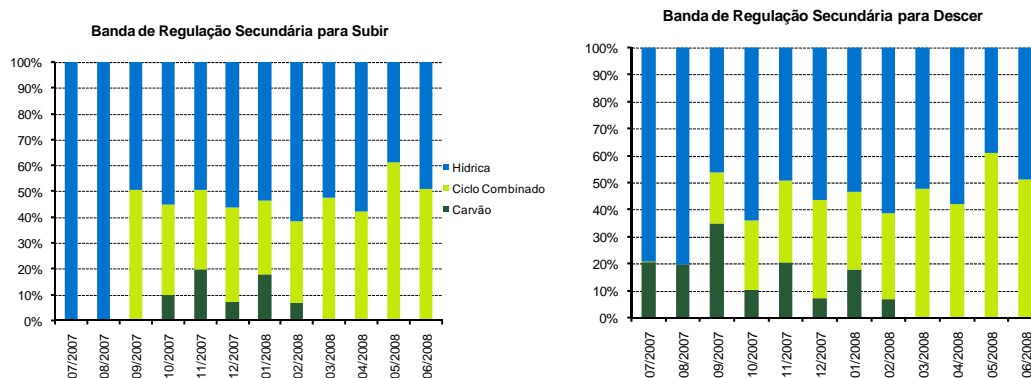
- **Centrais Térmicas**
 - Central Termoelectrica do Camagad - Grupo 5 e 6
 - Central Termoelectrica de Sines - Grupo 1 a 4
 - Central Termoelectrica do Pego - Grupo 1 e 2
 - Central Termoelectrica do Ribatejo - Grupo 1 e 2
- **Aproveitamentos Hidricos**
 - Central Hidroelectrica de Frades
 - Central Hidroelectrica do Alto Lindoso
 - Central Hidroelectrica do Pocinho
 - Central Hidroelectrica do Pocinho
 - Central Hidroelectrica da Valera
 - Central Hidroelectrica da Regua
 - Central Hidroelectrica da Torção
 - Central Hidroelectrica da Aguiar
 - Central Hidroelectrica da Cabril
 - Central Hidroelectrica de Castelo de Bode
 - Central Hidroelectrica do Alqueva



As próximas figuras apresentam as necessidades contratadas de banda de reserva secundária e os respectivos preços.

Figura 4.17 – Banda de reserva secundária contratada

Figura 4.18 – Preço da Banda de Reserva Secundária


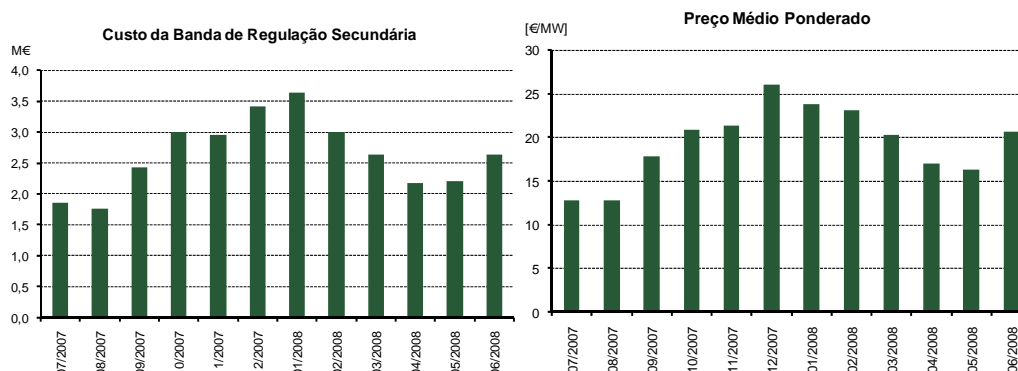
Em termos das tecnologias utilizadas para prestar o serviço de banda de regulação secundária, Figura 4.19, verifica-se o aparecimento, em Setembro de 2007, do ciclo combinado, (Central Termoelétrica do Ribatejo, CRJ) momento em que os Grupos 1 e 2 da CRJ terminaram os testes e ficaram habilitados para prestar o serviço.

Figura 4.19 – Tecnologia das instalações contratadas para fornecerem banda de regulação secundária


Em Março de 2008 verifica-se o desaparecimento do carvão como tecnologia contratada para prestar o serviço, resultado de alteração da estratégia de um dos Agentes de Mercado habilitados para a prestação do serviço.

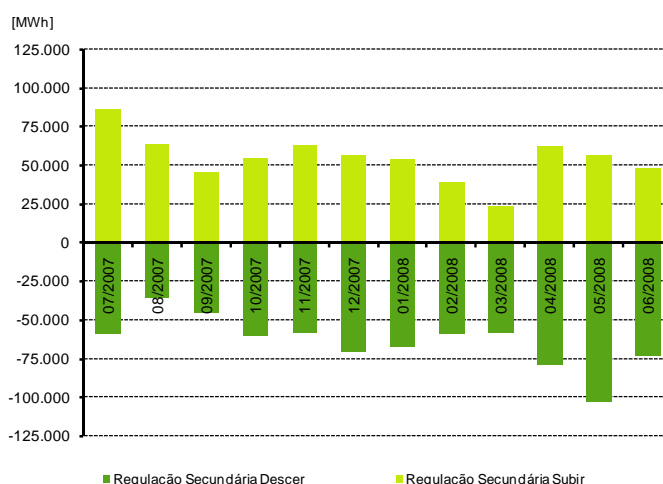
Na Figura 4.20 apresenta-se a evolução do custo total resultante da contratação da banda de regulação secundária e o respectivo preço médio ponderado. Como se pode verificar, o preço médio ponderado apresenta um andamento semelhante ao do mercado diário resultante do facto, tal como já foi referido anteriormente, existir um custo de oportunidade entre fornecer banda e vender energia no mercado.

Figura 4.20 – Custo total e preço médio ponderado da banda de regulação secundária



Em termos de energia de regulação secundária mobilizada, Figura 4.21, verifica-se que nos primeiros meses do MIBEL está era predominantemente para subir, sendo que a partir de Dezembro de 2007 se verifica uma inversão da tendência até aí observada.

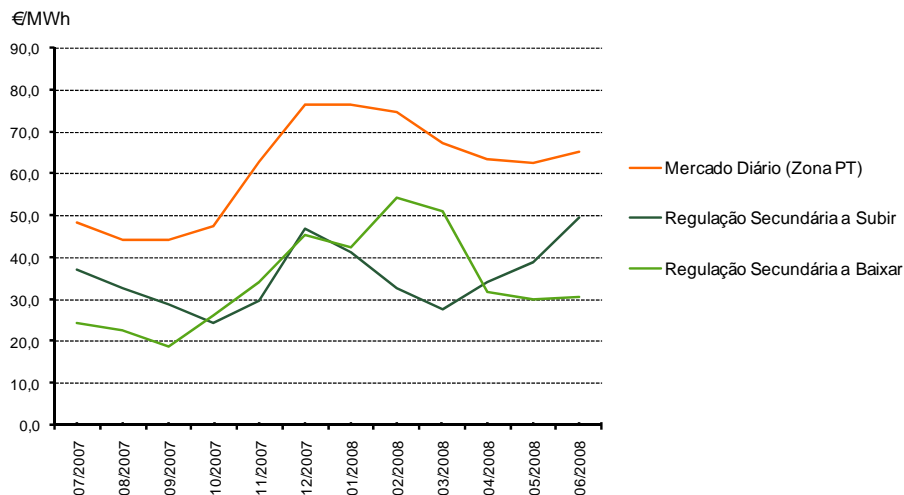
Figura 4.21 – Energia de Regulação Secundária mobilizada



O preço médio ponderado da energia de regulação secundária a subir tem sido, sistematicamente, inferior ao preço do mercado diário, reflexo da energia ser valorizada ao preço da energia de reserva de regulação e, em determinadas horas em que existiu mobilização de energia de regulação secundária a subir, não ter existido mobilização de energia de reserva de regulação e, como consequência, não existir

preço. O mesmo também se verificou no preço médio ponderado da energia de regulação a baixar mas não é perceptível pela observação da figura anterior.

Figura 4.22 – Preço médio ponderado do mercado diário e da energia de regulação secundária



Esta situação prevê-se ser corrigida pela implementação de uma regra que, na situação de não existir preço de reserva de regulação no referido sentido, utilizar-se a energia de regulação secundária para definir um preço pelo qual será valorizada toda a energia mobilizada, isto é, valoriza-se a energia ao preço das ofertas de reserva de regulação que a deveriam substituir.

– Reserva de Regulação

A reserva de regulação é um serviço complementar retribuído por mecanismo de mercado. A Reserva de Regulação tem como objectivo a restituição da reserva de regulação secundária que tenha sido utilizada mediante a adaptação dos programas de funcionamento dos geradores que estejam ou não em serviço, (MPGS, 2007).

Os Agentes de Mercado enviarão para a entidade concessionária da RNT, entre as 18 e as 21, ofertas de reserva a subir e /ou a baixar para todas as áreas de balanço habilitadas para o fornecimento deste serviço, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte. Uma área de balanço é um conjunto de unidades instalação de produção no qual se agregam os desvios de produção. Actualmente existem as seguintes áreas de balanço:

- Centrais hídricas localizadas na bacia do Douro Internacional;
- Centrais hídricas localizadas na bacia do Douro Nacional;
- Centrais hídricas localizadas na bacia do Cavado;
- Centrais hídricas localizadas na bacia do Lima;

- Centrais hídricas localizadas na bacia do Mondego;
- Centrais hídricas localizadas na bacia do Tejo e Zêzere;
- Central térmica por nível de tensão.

As áreas de balanço correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo de bombagem deverão oferecer, para cada período de programação, toda a sua reserva de regulação disponível, tanto para subir como para baixar, em MW, e o preço da energia correspondente em €/MWh.

Os Agentes de Mercado poderão apresentar alterações as ofertas de reserva de regulação sempre que a sua reserva de regulação foi alterada por um dos seguintes motivos:

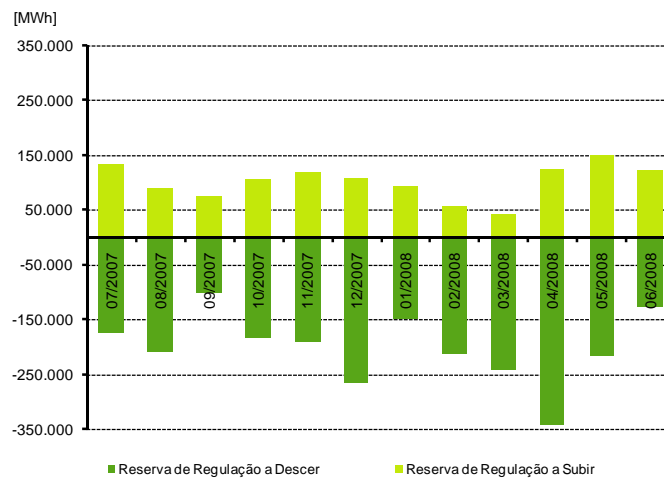
- Participação nos dos mercados intradiários;
- Realização de trocas de Áreas de Balanço;
- Indisponibilidade.

Em tempo real a entidade concessionária da RNT recorre as curvas de oferta de regulação apresentadas pelos Agentes de Mercado para mobilizar ou desmobilizar produção/consumo, sendo o Agente de Mercado remunerado pelo preço da última oferta mobilizada para subir ou baixar.

Na eventualidade de ocorrer uma restrição técnica em tempo real as ofertas de reserva de regulação mobilizadas para resolver a restrição em questão não intervirão na formação do preço marginal da utilização da energia de regulação no período correspondente.

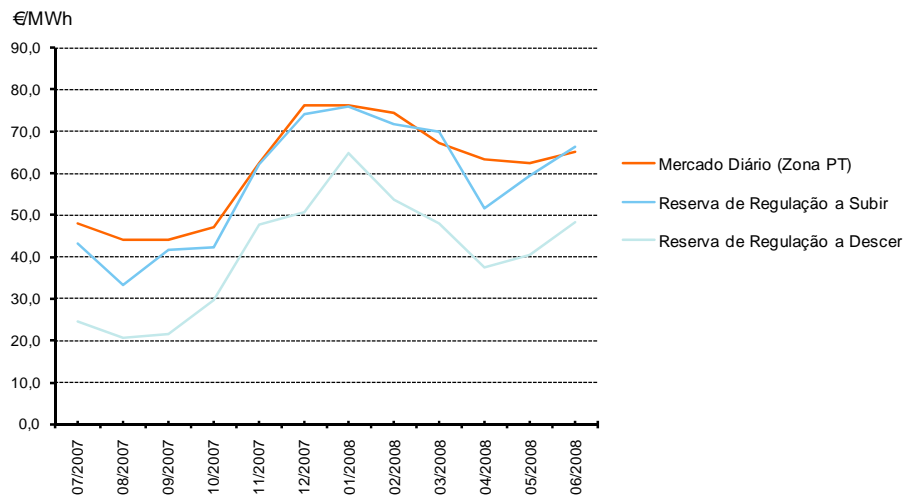
Os sobrecustos originados pela utilização da reserva de regulação serão distribuídos pelos Agentes de Mercado que se desviarem do programa contratado em mercado.

Pela observação da Figura 4.23, onde se apresenta a energia de reserva de regulação mobilizada, constata-se que a energia de regulação a baixar é sempre superior a energia de regulação a subir.

Figura 4.23 – Energia de Reserva de Regulação mobilizada

Em termos de evolução dos preços da energia de reserva de regulação verifica-se que, como era expectável, o preço de recompra da energia de regulação a baixar é inferior ao preço do mercado diário e que o preço de venda da energia de regulação a subir é sistematicamente inferior ao preço do mercado diário. Esta situação é resultante das seguintes situações:

- Aprendizagem e desenvolvimento dos sistemas informáticos dos Agentes de Mercado;
- A energia de regulação a subir não é mobilizada em todas as horas o que pode, visto análise ser realizada para o preço médio ponderado, esconder o real andamento dos preços;
- A forma de cálculo utilizada, numa fase transitória e enquanto não estivessem desenvolvidos as aplicações informáticas necessárias, a energia mobilizada é calculada, para cada Agente de Mercado, como o saldo de toda a energia mobilizada das Áreas de Balanço, sendo esta a energia utilizada para definir o preço da reserva de regulação. No entanto, a figura apresenta a valorização da energia mobilizada por Área de Balanço.

Figura 4.24 - Preço médio ponderado do mercado diário e da energia de reserva de regulação

Contudo, observa-se que o andamento dos preços médios ponderados da energia de reserva de regulação acompanha a evolução do preço médio ponderado do mercado diário.

– Outros Serviços de Sistema

Actualmente os outros serviços de sistema, como black-start, controlo de tensão, não são remunerados por mecanismos de mercado.

5 Espanha

De acordo com o estabelecido no Real Decreto 1454/2005, os serviços de ajuste do sistema consistem:

1. Na resolução de restrições técnicas existentes nos programas contratados no mercado organizado ou através de contratação bilaterais e as existentes em tempo real;
2. Nos serviços de sistema, regulação primária, regulação secundária, regulação terciária, controlo de tensão e reposição de serviços;
3. A gestão de desvio como meio para colmatar possíveis desequilíbrios entre a geração e o consumo e para garantir a disponibilidade das diversas formas de regulação.

Os serviços de ajuste do sistema são geridos pela REE, Red Eléctrica de España, e tem como objectivo assegurar a qualidade e segurança de abastecimento.

Os diversos mecanismos utilizados estão descritos em Procedimentos Operativos, P.O., dos quais se realçam os seguintes:

- *P.O. 3.2 – Resolución de Restricciones Técnicas;*
- *P.O. 3.3 – Resolución de los desvíos generación-consumo;*
- *P.O. 7.1 – Servicio complementário de regulación primária;*
- *P.O. 7.2 – Servicio complementário de regulación secundaria;*
- *P.O. 7.3 – Servicio complementário de regulación terciaria;*

De seguida apresenta-se uma breve descrição dos diversos serviços de ajuste do sistema.

– **Resolução de Restrições Técnicas resultantes do mercado diário**

Tal como em Portugal, após a realização do processo de encontro pelo OMIE, os resultados deste mercado são validados tecnicamente de forma a determinar a sua exequibilidade. Durante este processo a REE, Red Eléctrica de España, necessita de variada informação para poder analisar, adequadamente, o funcionamento do Sistema Eléctrico:

- Previsões de consumo e produção eólica;
- Indisponibilidades da rede de transporte;
- Repartição por unidade física dos programas contratados;
- Potências hidráulicas máximas que as unidades são capazes de manter por um período de 4 a 12 horas.

Para a resolução de restrições técnicas os Sujeitos de Mercado que detenham unidades de oferta associadas a produção em regime ordinário, especial ou a consumos relativos a bombagem podem apresentar ofertas para a resolução de restrições técnicas. O processo de resolução de restrições técnicas, tal como em Portugal, apresenta duas fases:

- Fase 1: modificação do programa de contratação resultante do mercado diário por critérios de segurança;
- Fase 2: reequilíbrio da relação geração-consumo.

Após o processo de resolução de restrições técnicas, a REE publica o programa diário viável provisional e as limitações de produção identificadas no mercado diário e que devem ser tidas em conta no processo de encontro das sessões intradiárias.

– **Resolução de Restrições Técnicas resultantes do mercado intradiário**

Após cada sessão dos mercados intradiários, a REE analisa as modificações resultantes destes mercados e outras alterações relevantes. Caso a REE identifique uma restrição técnica que invalide o programa resultante do mercado intradiário solucionará a restrição pela remoção das ofertas que provoquem a referida restrição em causa, tendo sempre em atenção a precedência económica do OMIE.

O desequilíbrio criado com a remoção das ofertas que originam a restrição é reposto pela retirada das ofertas de compra/venda encontradas na sessão do mercado intradiário, tendo sempre em conta a precedência económica das ofertas encontradas.

– **Regulação Primária**

A regulação primária, tal como em Portugal, é um serviço de sistema obrigatório não remunerado, (BOE, P.O. 7.1 - "Servicio Complementario de regulación primaria", 1998).

– **Regulação Secundária**

A regulação secundária é um serviço de sistema remunerado por mecanismos de mercado e tem como objectivo a manutenção do equilíbrio da geração-consumo, corrigindo os desvios ao programa de interligação que possa ocorrer na interligação Espanha-França.

Ao contrário de Portugal, em Espanha o serviço de regulação secundária é prestado por zonas de regulação. Cada zona de regulação é constituída por um conjunto de instalações capazes de prestar o serviço de regulação secundária e por outras instalações não habilitadas, desta forma, as zonas de regulação funcionam como agregadores dos programas contratados.

Este serviço de sistema é remunerado segundo mecanismos de mercado, sendo a valorização composta por duas parcelas:

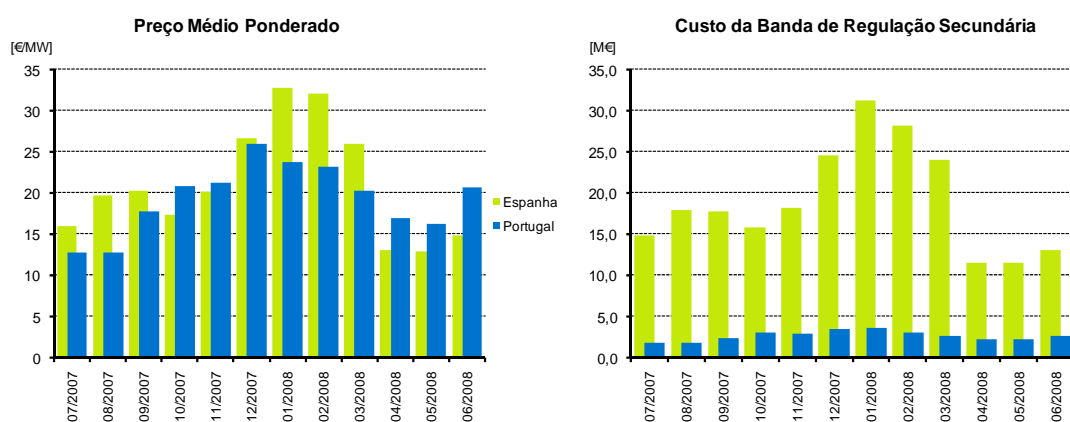
- Valorização da banda de regulação (disponibilidade) – Banda de regulação contratada em cada zona de regulação é valorizada ao preço marginal da banda de regulação secundária em cada hora.
- Valorização da energia de regulação secundária (utilização) – energia de regulação secundária utilizada é valorizada ao preço marginal da regulação terciária que tenha sido necessária mobilizar para substituir a regulação secundária.

Após o processo de resolução de restrições técnicas inicia-se o mercado de banda de reserva de regulação onde os Sujeitos de Mercado oferecerão uma banda de regulação, em MW, com o preço correspondente para cada uma das horas do dia

seguinte, em €/MW. Em tempo real, a REE reparte as necessidades de reserva secundária pelas diferentes zonas de regulação que possuem banda contratada.

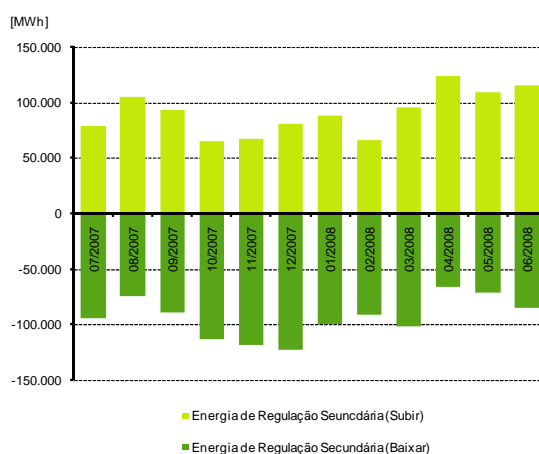
A Figura 5.1 apresenta a evolução do preço médio ponderado e custo total resultante da contratação da banda de regulação secundária em Portugal e em Espanha. O preço médio ponderado em Espanha é normalmente superior ao em Portugal tendo, nos últimos três meses, se verificado uma inversão e o custo da banda de regulação secundária em Espanha é cerca de 7 vezes superior ao do em Portugal.

Figura 5.1- Custo total e preço médio ponderado da banda de regulação secundária em Portugal e Espanha



Em termos de energia de regulação secundária verifica-se que nos meses em análise a energia de regulação secundária, salvo algumas exceções, é energia de regulação para baixar tendo, nos últimos três meses, se verificado uma inversão.

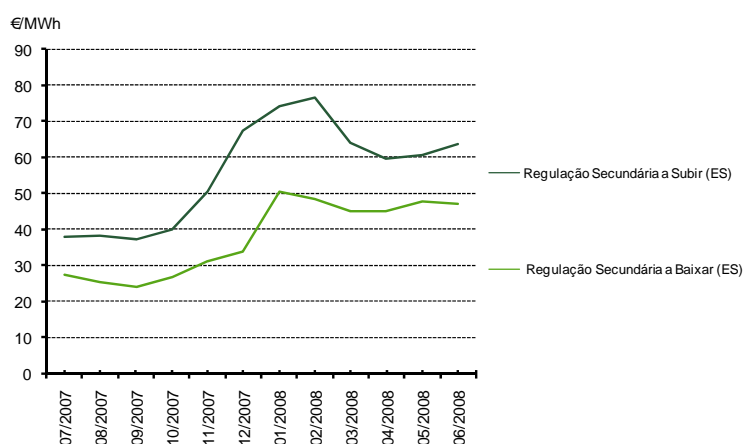
Figura 5.2 – Energia de Regulação Secundária mobilizada em Espanha



Desde 1 Julho até ao final de Junho de 2008, em Espanha, foi mobilizado cerca de 1 086 GWh em energia de regulação secundária para subir enquanto em Portugal foi mobilizado 654 GWh, o que se traduz numa relação de 1,66. Na energia de regulação

a baixar foi mobilizado em Espanha 1 127 GWh e em Portugal foi mobilizado 771 GWh, o que conduz a uma relação de 1,46. As relações obtidas para a energia de regulação secundária são muito pequenas tendo em atenção as diferentes dimensões dos Sistemas Eléctricos Português e Espanhol.

Figura 5.3 - Preço médio do mercado diário e o preço médio ponderado da energia de regulação secundária mobilizada em Espanha



Comparando a Figura 5.3 com a Figura 4.22 verifica-se que o preço médio do mercado diário encontra-se, como era expectável, situado entre as curvas do preço médio ponderado da energia de regulação secundária, situação que pelas razões já enunciadas não acontece em Portugal.

– Regulação Terciária

A regulação terciária é um serviço complementar retribuído por mecanismo de mercado e define-se como a variação máxima de potência que pode efectuar uma instalação de produção ou bombagem, em menos de 15 minutos e que pode ser mantida durante, pelo menos, duas horas.

A mobilização da regulação terciária é efectuada por unidade de programação, sendo que uma unidade de programação é um conjunto de instalações na mesma bacia hidrográfica ou um grupo térmico. As unidades de programação correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo de bombagem deverão oferecer, para cada período de programação, toda a sua reserva de terciária disponível, tanto para subir como para baixar, em MW, e o preço da energia correspondente em €/MWh.

Os Sujeitos de Mercado enviarão para a REE, até as 23 horas do dia D-1, ofertas de reserva terciária a subir e /ou a baixar para todas as unidade de programação e para toda a reserva terciária disponível, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte.

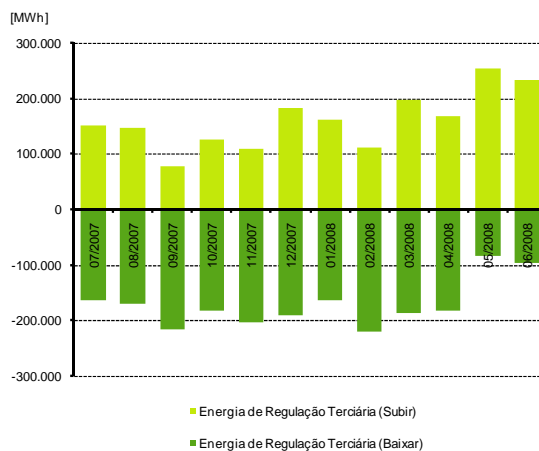
Os Sujeitos de Mercado poderão apresentar alterações as ofertas de reserva terciárias sempre que a sua reserva de terciária foi alterada por um dos seguintes motivos:

- Participação nos dos mercados intradiários;
- Regulação secundária;
- Indisponibilidade;
- Outras situações

Em tempo real a REE recorre as curvas de oferta de regulação terciária apresentadas pelos Sujeitos de Mercado para mobilizar ou desmobilizar produção/consumo, sendo o Sujeito de Mercado remunerado pelo preço da última oferta mobilizada para subir ou baixar.

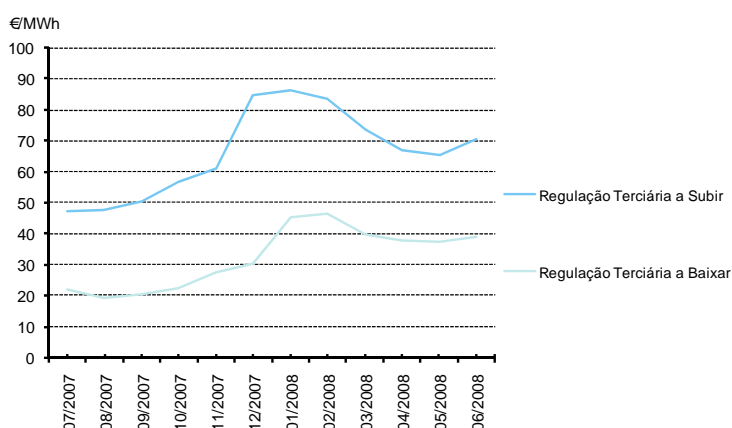
Na Figura 5.4, onde se apresenta a evolução da energia de regulação terciária em Espanha, pode-se observar que, tal como se verificou no caso português para a energia de regulação, a energia de regulação terciária para descer é superior a energia de regulação terciária para subir no entanto, nos últimos três meses, verificou-se uma inversão dessa tendência.

Figura 5.4 – Energia de Regulação Terciária mobilizada em Espanha



Em termos de comparação com Portugal, a energia de regulação terciária é um subconjunto da energia de regulação logo só se poderão fazer comparações com a soma da energia de regulação terciária e de gestão de desvios.

Figura 5.5 – Preço médio do mercado diário e o preço médio ponderado da energia de regulação terciária mobilizada em Espanha



Em termos de preço verifica-se que em determinados meses ocorrem preços de energia de regulação terciária a subir/descer significativamente superiores/inferiores aos verificados em Portugal sendo, nos restantes meses, bastante semelhantes.

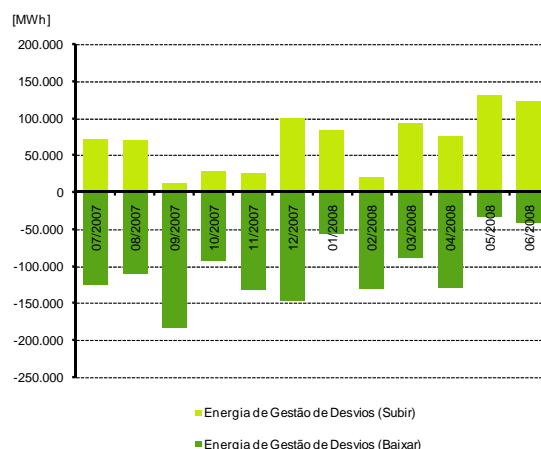
– Gestão de Desvios

Este mercado tem como objectivo resolver desequilíbrios superiores a 300 MWh que possam ocorrer entre sessões dos mercados intradiários. A gestão de desvios é um mecanismo de mercado complementar a regulação terciária e que dota a REE de uma ferramenta para resolver grandes desequilíbrios, sem por em risco a disponibilidade das reservas de regulação secundárias e terciárias.

Se forem identificados, para várias horas consecutivas e entre sessões dos intradiários, desequilíbrios superiores a 300 MWh, a REE convoca o Mercado de Gestão de Desvios. Os Sujeitos de Mercado apresentam ofertas incrementais de redução/incremento de produção ou consumo em bombagem, sendo que a energia mobilizada por este mecanismo é valorizada a preço marginal.

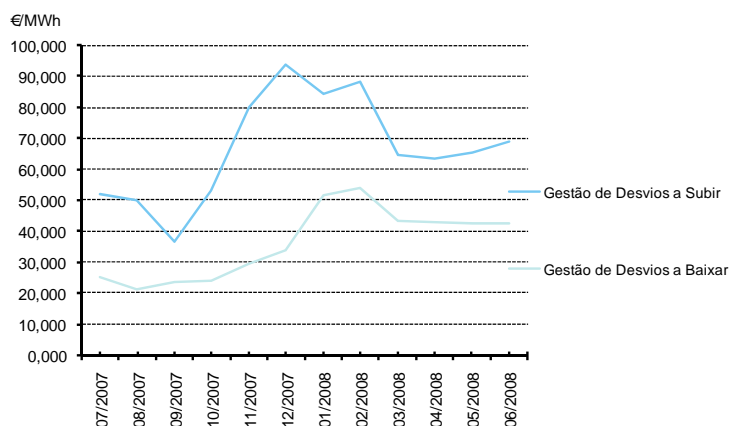
Na Figura 5.6, onde se apresenta a evolução da energia mobilizada através do mercado de gestão de desvios, pode-se observar que, salvo algumas excepções, a energia mobilizada para descer é superior a energia mobilizada para subir.

Figura 5.6– Energia mobilizada em Espanha através de mercado de gestão de desvios



Comparando a energia mobilizada através da gestão de desvios e regulação terciária em Espanha com a energia de regulação mobilizada em Portugal verifica-se que em Espanha foi mobilizado para subir cerca de 2 748 GWh enquanto em Portugal foi mobilizado cerca de 1 223 GWh, o que se traduz numa relação de 2,2. Na energia de mobilizada para baixar em Espanha mobilizaram-se 3 322 GWh e em Portugal foi mobilizado 2 406 GWh, o que conduz a uma relação de 1,38. Tal como já se tinha observado para a energia de regulação secundária, as relações obtidas são muito pequenas tendo em atenção as diferentes dimensões dos Sistemas Eléctricos Português e Espanhol.

Figura 5.7 – Preço médio do mercado diário e o preço médio ponderado da energia da mobilizada em Espanha através do mercado de gestão de desvios



Tal como já se tinha verificado para os preços da energia de regulação terciária verifica-se que em determinados meses ocorrem preços de energia de regulação



terciária a subir/descer significativamente superiores/inferiores aos verificados em Portugal sendo, nos restantes meses, bastante semelhantes.

6 Integração dos Mercados de Serviços de Sistema

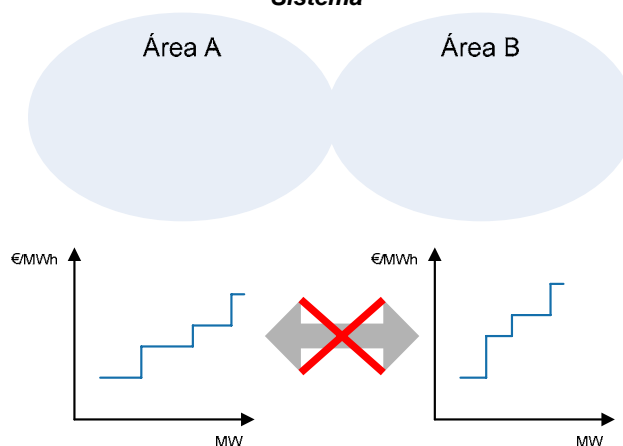
Devido as particularidades existentes nos serviços de sistema, nem todos podem ser sujeitos a integração. A regulação primária consiste num serviço de sistema que todos os produtores podem fornecer para garantir a estabilidade do sistema, sendo, na realidade, uma necessidade europeia. A regulação secundária é uma necessidade nacional ou regional que deve ser satisfeita pelos produtores dessa região, o que torna difícil a sua integração num mercado partilhado. Por fim, a regulação terciária, devido a possibilidade de modificar a energia programada nas interligações, é um serviço de sistema que tem sido “partilhado” totalmente/parcialmente por diversos sistemas.

Este capítulo apresenta as diversas metodologias de integração do mercado de serviços de sistema, regulação terciária, pois este deverá um dos próximos passos na construção de um Mercado Ibérico de Electricidade.

6.1 Sem interacção entre os Mercados de Serviços de Sistema

Neste método os dois Operadores de Sistema contratam as suas necessidades de reserva separadamente, não tendo em consideração os preços das ofertas de reserva das áreas adjacentes. Como consequência, não existe partilha de reservas excepto em caso de emergência.

Figura 6.1- Exemplo do modelo onde não existe interacção entre os Mercados de Serviços de Sistema



Este modelo corresponde a situação actualmente implementada no MIBEL.

6.2 Contratação Directa de Reserva noutras Áreas

Com este modelo os TSOs permitem que intervenientes localizados fora da sua área possam oferecer reserva no seu mercado de serviços de sistema. Este modelo pode considerar-se, não uma harmonização ou integração de serviços de sistema mas uma abertura do mercado a outros intervenientes.

A implementação deste método deve ser realizada tendo em conta a possível participação da mesma entidade no mercado de serviços de sistema de origem e, visto que a sua activação altera os fluxos transfronteiriços, a integração com o outro TSO.

Para o funcionamento deste modelo é necessário que parte da capacidade de interligação seja alocada para este fim, diminuindo a capacidade de interligação para os mercados organizados e contratos bilaterais.

Este modelo é utilizado na Alemanha. Cada entidade habilitada para fornecer o serviço de reserva pode participar nos quatro mercados de serviços de sistema existentes, independentemente do ponto onde se encontram ligados.

Em termos práticos, o presente modelo funcionava da seguinte forma:

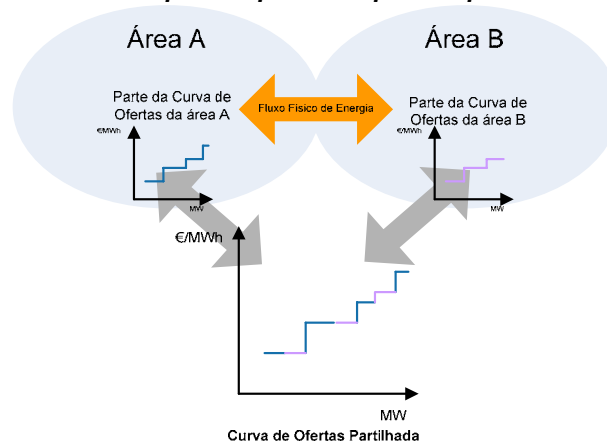
1. O Operador de Sistema que adquire o serviço de reserva mobiliza o fornecedor;
2. O fornecedor começa a prestar o serviço solicitado;
3. O fornecedor do serviço comunica ao Operador de Sistema a que se encontra ligado da mobilização de reserva solicitada;
4. O controlo de frequência dos dois Operadores de Sistema é automaticamente ajustado;
5. O Operador de Sistema ao qual o prestador de serviço se encontra ligado, monitoriza o fornecimento.

Os desvios a programação são liquidados com o Operador de Sistema a que se encontra ligado o fornecedor do serviço.

6.3 Partilha Parcial de Reserva

Os Operadores de Sistema trocam, de forma voluntária, ofertas de reserva e mantêm-nas numa curva de ofertas de reserva partilhada. Quando um Operador de Sistema necessita mobilizar reserva, pode escolher entre mobilizar reserva própria ou adquirir, se esta opção for mais económica e se for viável tecnicamente, ao outro Operador de Sistema, (ETSO, 2006).

Figura 6.2 – Exemplo em que existe partilha parcial de reserva



Com a mobilização de reserva doutra área está-se a modificar os fluxos transfronteiriços entre as duas áreas logo só poderá ser mobilizada ofertas da outra área se houver capacidade de interligação disponível. Este modelo, visto que se permite mobilizar reserva de áreas adjacente, permite reduzir o sobrecusto originado pela mobilização de reserva.

Este modelo é uma simples evolução do anterior, visto que cada Operador de Sistema gere a reserva na sua área e decide a quantidade que pode oferecer sem afectar a segurança de abastecimento, (ETSO, 2006).

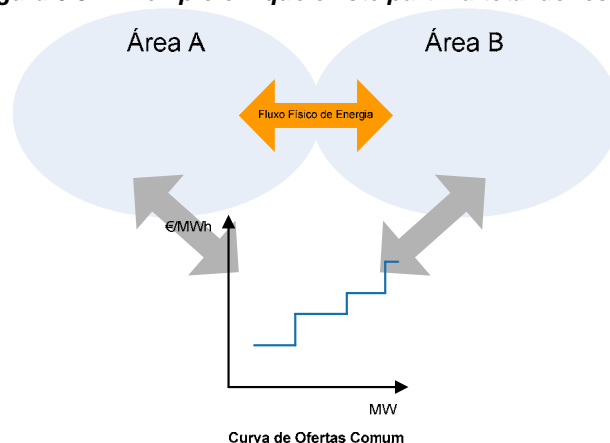
O modelo identificado é utilizado na fronteira entre a França e o Reino Unido.

6.4 Partilha total

Com este modelo, os Operadores de Sistema concordam em partilhar a reserva desde que a sua mobilização não provoque restrições técnicas na rede. Em oposição aos modelos anteriores, os Operadores de Sistema não têm o direito exclusivo de utilização da reserva na sua área.

Quando um dos Operadores de Sistema necessita de mobilizar reserva, este analisa a curva de ofertas de reserva comum e procede a activação das ofertas que conduzam ao menor sobrecusto possível. Com a mobilização de reserva pode-se originar um fluxo de energia entre as duas áreas, o que obriga a existência de capacidade de interligação disponível para a concretização da mobilização no entanto, este modelo origina uma gestão mais eficiente da reserva disponível nas duas áreas.

Figura 6.3 – Exemplo em que existe partilha total de reserva



Este modelo apresenta diversas dificuldades de implementação, pois exige um certo grau de harmonização das regras de funcionamento das duas áreas e um nível de confiança mútua elevado, (ETSO, 2006).

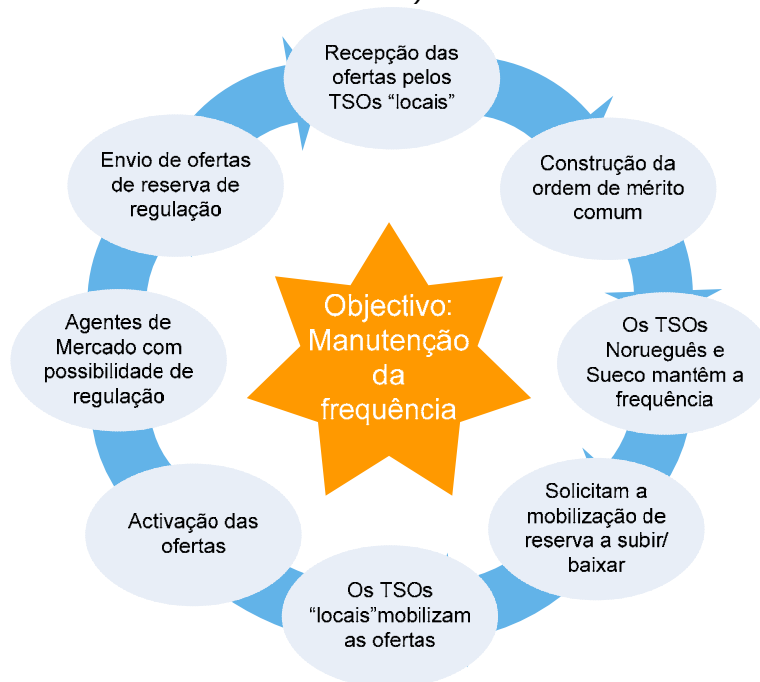
Este modelo corresponde ao utilizado pelos países nórdicos. Visto que está uma das experiências de integração de mercados de serviços de sistema mais significativa, os próximos parágrafos apresentarão uma descrição mais detalha desta experiência.

Em Setembro de 2002 os diversos mercados de regulação dos países nórdicos foram fundidos. A partir desse momento, as ofertas de reserva de todos os países nórdicos são compilados numa ordem de mérito comum, tendo sido atribuída ao Operador de Sistema Norueguês e Sueco a responsabilidade de manter a frequência em todo o sistema. Desta forma, os dois Operadores são responsáveis por activar as ofertas de reserva necessárias para manter a frequência estável. Estas solicitações são depois transmitidas aos Agentes de Mercado através dos Operadores de Sistema onde a regulação deve ser efectuada, (Nordel, 2002).

Se ocorrerem restrições na rede, as mobilizações para descongestionar a rede serão efectuadas primeiro e, posteriormente, se necessário, serão mobilizadas ofertas para estabilizar a frequência, (Nordel, 2002).

A figura seguinte ilustra o funcionamento do mercado de regulação nórdico.

Figura 6.4 – Funcionamento do mercado nórdico de reserva de regulação, adaptado de (Nordel, 2002)



Diariamente, os Agentes de Mercado com a capacidade de oferecerem reserva de regulação apresentam as suas ofertas os TSOs do país em que se encontram localizados. Os Agentes de Mercado podem apresentar:

- Ofertas para subir, onde apresentam as quantidades que estão disponíveis para produzir mais ou consumir menos;
- Ofertas para baixar, onde estão quantificadas as possibilidades de reduzir produção ou de consumir mais.

As ofertas apresentadas pelos diversos Agentes de Mercado são utilizadas para a construção de uma ordem de mérito comum que será utilizada para manter a frequência nos países intervenientes. Desta forma os TSOs norueguês e sueco mobilizam as ofertas com o menor custo, transmitindo esta solicitação ao TSO com o qual o Agente de Mercado tem um relacionamento. O TSO “local” procede a

mobilização da oferta, alterando o perfil de produção ou consumo do Agente de Mercado.

Enquanto não existir restrições técnicas, o preço de reserva de regulação é igual em todo o sistema, quando ocorrerem restrições, o preço de reserva de regulação é diferente em cada área.

Apesar da elevada integração existente no mercado de reserva de regulação, a forma de valorização do serviço prestado é distinta:

- Na Noruega, Suécia e Finlândia a reserva é valorizada ao preço da última oferta mobilizada para subir/baixar. Com este mecanismo os intervenientes possuem um estímulo para apresentar ofertas, visto que podem receber/pagar um preço superior/inferior ao da sua oferta;
- Na Dinamarca a reserva é valorizada ao preço da oferta apresentada (*pay as bid*).

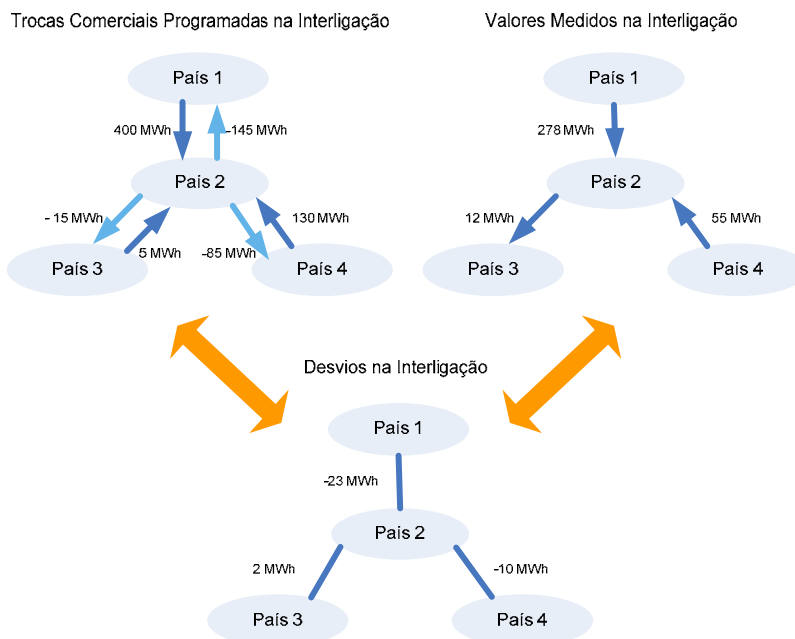
Tal como já foi referido, o princípio básico para a liquidação dos desvios dos Agentes de Mercado é que os responsáveis pelo desequilíbrio entre a geração e o consumo devem ressarcir o TSO pela mobilização efectuada para equilibrar o sistema, (Nordel, 2002).

A liquidação dos desvios é realizada a diversos níveis:

- Entre TSOs (desvios aos programas internacionais);
- Entre os TSOs e as entidades responsáveis pela liquidação dos desvios (*Balance Responsible Player, BRP*);
- Entre o BRP e as entidades que ele representa, grandes indústrias, distribuidores ou outras entidades;
- E, finalmente, entre os distribuidores e os consumidores finais.

Os preços de regulação, para subir ou baixar, definem o preço a que serão valorizados os desvios relativos as trocas comerciais programadas na interligação e dos *BRP*. Se não existir preço para a reserva de regulação, os desvios serão valorizados a preço de encontro.

Figura 6.5 – Exemplo de cálculo dos desvios na interligação, adaptado de (Nordel, 2002)

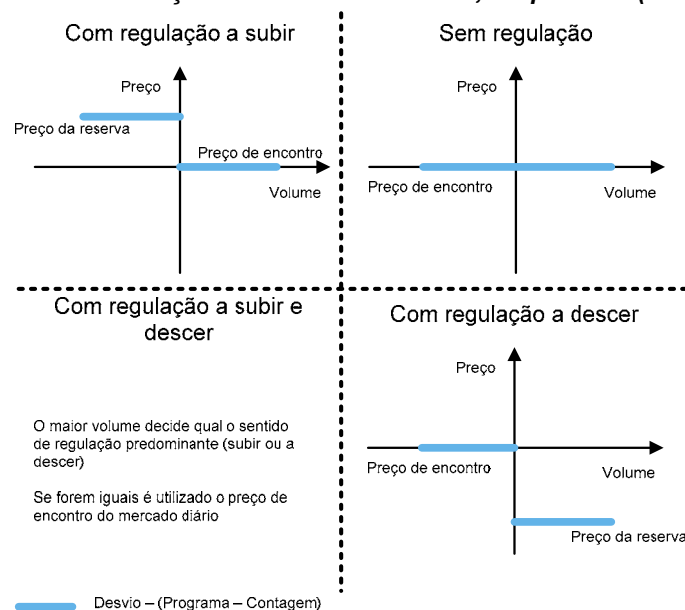


O desvio relativo as trocas comerciais programadas na interligação consiste na diferença entre o saldo das trocas e os valores medidos na interligação entre os países. Quando o preço da reserva de regulação nos dois países é igual as diferenças encontradas serão valorizadas a este preço, se os preços forem distintos as diferenças serão valorizadas pelo preço médio dos dois países.

Os desvios na Suécia e Dinamarca calculam, separadamente, os desvios da produção, comercialização e consumo e na Noruega e Finlândia é calculado o desvio global, (Nordel, 2002). Além das formas de cálculo dos desvios serem distintos, cada sistema também apresenta diferenças na valorização destes:

- Na Noruega os desvios por excesso ou por defeito são valorizados ao mesmo preço. Este modelo tem como inconveniente que os agentes podem criar desvios propositados de forma a obterem um preço de venda melhor que o preço do mercado diário;
- Nos restantes países existem dois preços. Os desvios que contribuíram para a existência do desequilíbrio total, serão valorizados a preço de reserva de regulação. Os desvios, que contribuíram para a diminuição do desequilíbrio, serão valorizados ao preço de encontro do mercado diário. Este modelo cria uma receita para o TSO que poderá ser utilizada para pagar os custos do sistema.

Figura 6.6 – Exemplos da valorização dos desvios na Suécia, adaptado de (Svenska Kraftnät, 2004)



Como se pode verificar, apesar da elevada integração do mercado de reserva de regulação a forma como são calculados os desvios e a sua valorização ainda não se encontram harmonizados, existindo ainda um longo percurso a percorrer até atingir a convergência total entre sistemas.

7 Análise ao funcionamento do Mercado de Serviços de Sistema em Portugal

7.1 Nível de Concentração

Neste capítulo pretende-se apresentar o nível de concentração do mercado de energia eléctrica nacional e o impacto da capacidade de interligação no mesmo. Com este objectivo calculou-se, para cada uma das horas, o índice de Hirschman-Herfindahl, Equação 7.1, para a energia encontrada no mercado diário, para o mercado de banda de reserva secundária e mercado de reserva de regulação.

$$HHI = \sum_{i=1} \left(\frac{C_i}{\sum_i C_i} \right)^2 \quad \text{Equação 7.1}$$

Onde C_i representa a energia/banda contratada pelo Agente de Mercado i no respectivo mercado.

Em termos de impacto da capacidade de interligação só se realizou a referida análise para o mercado diário visto que, até ao momento, não existe troca de serviços de sistema entre a área portuguesa e espanhola.

Utilizando a metodologia apresentada em (Economics, 2007) analisou-se o impacto da capacidade de interligação no mercado diário:

- A energia transaccionada através da interligação apresenta atomicidade, isto é, nenhum dos Agentes de Mercado participantes “controla” a energia transferida;

$$HHI = \sum_{i=1} \left(\frac{C_i}{\sum_i C_i + ET} \right)^2 \quad \text{Equação 7.2}$$

- Que a energia transferida através da interligação, ET , era totalmente atribuída ao Agente de Mercado com maior quota de mercado, ET_1 , isto é, a interligação fortalecia a concentração do maior Agente de Mercado.

$$HHI = \sum_{i=1}^n \left(\frac{C_i + ET_1}{\sum_i C_i + ET} \right)^2$$

Equação 7.3

Os dois cenários pretendem apresentar os dois extremos da utilização da capacidade de interligação, no entanto, até ao presente, não existe mecanismos de gestão da capacidade de interligação de longo prazo, designadamente, os leilões da capacidade de interligação que possibilitem a atribuição de direitos aos Agentes de Mercado.

Realizou-se a análise para dois períodos distintos, antes e depois de 31 de Outubro de 2007, visto que a EDIA - Empresa de Desenvolvimento e Infra-estruturas do Alqueva, SA. até 31 de Outubro actuou como Agente de Mercado gerindo a produção do Alqueva tendo, a partir dessa data, a responsabilidade sido transferida para a EDP.

Figura 7.1 – Nível de concentração do mercado diário antes e depois de 31 de Outubro de 2007

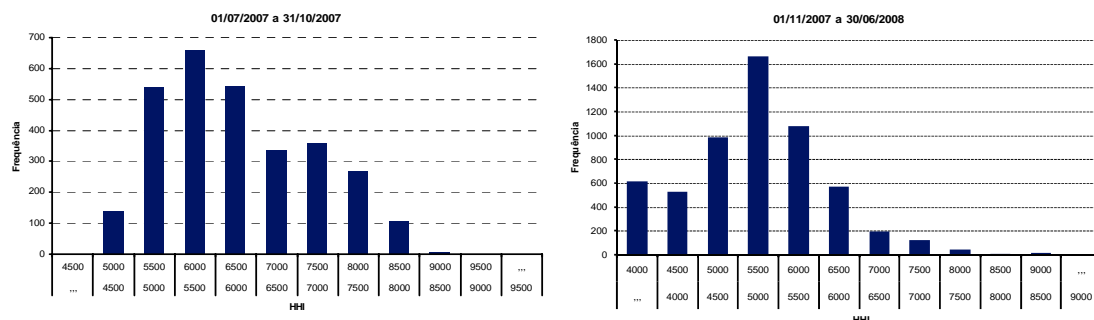


Figura 7.2 – Nível de concentração do mercado diário, considerando atomicidade na gestão da capacidade de interligação, antes e depois de 31 de Outubro de 2007

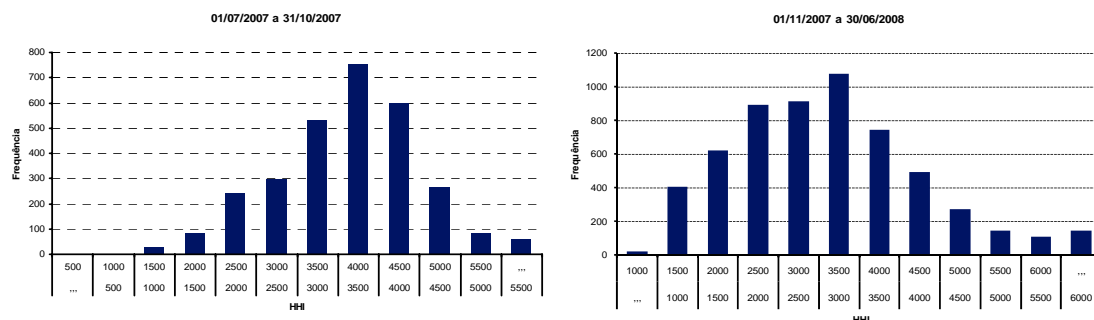
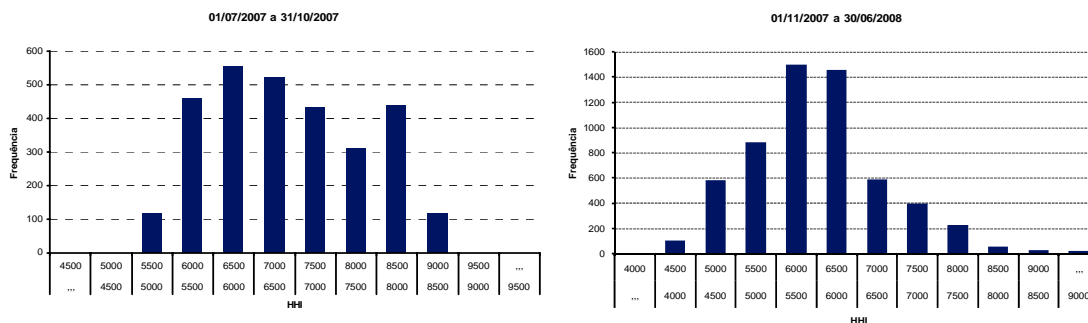


Figura 7.3 – Nível de concentração do mercado diário, considerando concentração na gestão da capacidade de interligação, antes e depois de 31 de Outubro de 2007

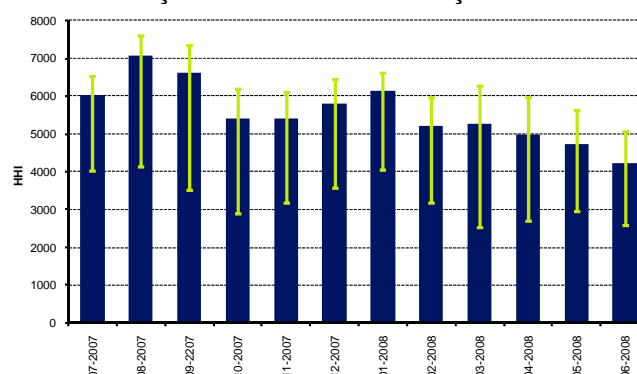


Pela análise das figuras anteriores verifica-se que não se observa um aumento do nível de concentração com a transferência da gestão do Alqueva para a EDP, possivelmente devido ao facto dos meses de Verão existir menos produção hídrica e ao aumento, a partir de Fevereiro de 2008, da energia vendida através dos leilões virtuais de capacidade de produção.

Também se observa que a consideração da atomicidade na gestão da capacidade de interligação conduz a valores significativamente inferiores, enquanto a segunda hipótese conduz a um ligeiro aumento dos níveis de concentração, onde se observou um valor máximo de cerca de 9500.

Na Figura 7.4 observa-se a evolução no nível de concentração médio e o impacto da capacidade de interligação, o valor mínimo corresponde ao valor médio considerando atomicidade e o valor máximo ao valor médio considerando concentração.

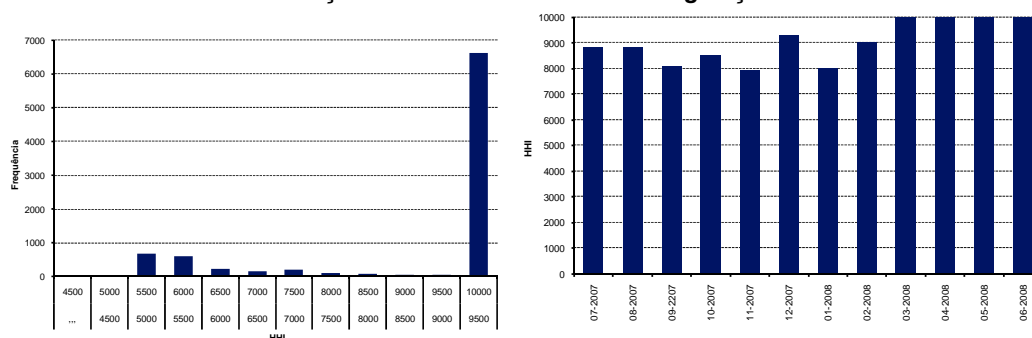
Figura 7.4 – Evolução do nível de concentração do mercado diário



Pela análise da figura anterior observa-se níveis de concentração elevados nos meses de Verão e uma redução do nível de concentração entre Fevereiro e Junho de 2008, possivelmente associada ao aumento da energia transaccionada através dos leilões virtuais de capacidade de produção.

Na análise realizada para o mercado de banda de regulação secundária não se teve em conta a influência da capacidade de interligação, visto que a regulação secundária é um serviço de sistema que deve ser prestado pelos centros electroprodutores nacionais. A Figura 7.5 apresenta os níveis horários de concentração verificados e a evolução do índice médio de concentração.

Figura 7.5 – Nível de concentração do mercado de banda de regulação secundária e sua evolução



Comparando os resultados obtidos com os do mercado diário observa-se que o mercado de banda de regulação secundária apresenta níveis de concentração significativamente superiores. Em cerca de 75% das horas observa-se um nível de concentração entre os 9 500 e 10 000.

Também se observa níveis de concentração elevadíssimos desde Março de 2008, resultado da mudança de estratégia de um dos Agentes de Mercado que participa no mercado eléctrico nacional.

Realizando a mesma análise para a energia de reserva de regulação a descer e subir observam-se resultados semelhantes, ver Figura 7.6 e Figura 7.7, o que permite concluir que o mercado de serviços de sistema está mais sujeito a níveis de concentração elevados.

Figura 7.6 – Nível de concentração da mobilização a descer da reserva de regulação e respectiva evolução mensal

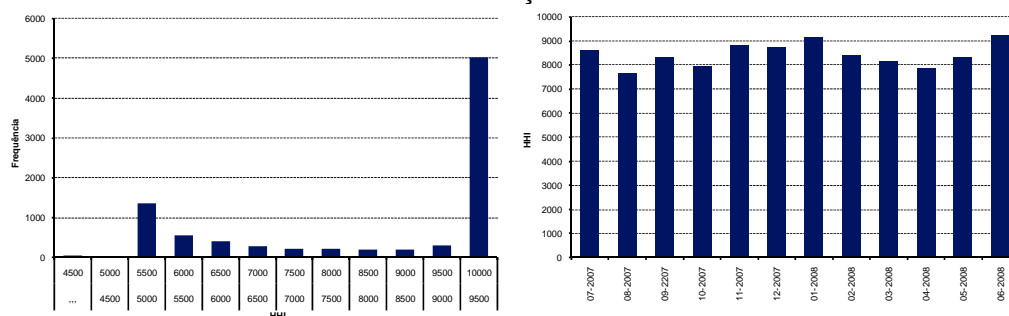
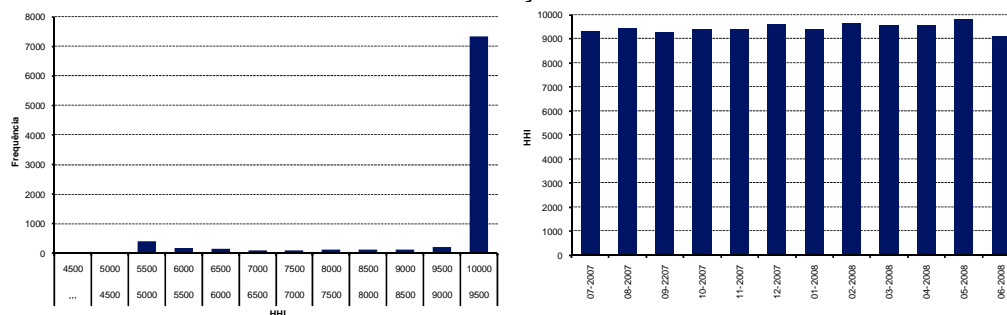


Figura 7.7 – Nível de concentração da mobilização a subir da reserva de regulação e respectiva evolução mensal



Com o intuito de reduzir os níveis de concentração verificados podem ser tomadas diversas medidas:

- A troca de serviços de sistema entre a área Portuguesa e Espanhola poderá reduzir os níveis de concentração do mercado de reserva de regulação, no entanto, a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha apresenta, no sentido Espanha->Portugal, níveis de congestionamento elevados o que dificultará a concretização deste objectivo;
- A introdução de incentivos a participação dos PRE;
- Entrada de novos centros electroprodutores com capacidade de participação nos mercados de serviços de sistema, nomeadamente, habilitados a fornecer banda de regulação secundária.

No Plano de Desenvolvimento de Investimentos da Rede de Transporte, PDIRT, é apresentado um cenário expectável da evolução do parque electroprodutor, a Tabela 7.2, extraída do PDIRT, apresenta as previsões de entrada de novos centros electroprodutores e a Tabela 7.1, também extraída do PDIRT, as desclassificações expectáveis.

Tabela 7.1 – Previsão de Desclassificações de centrais até ao final de 2019, (REN, 2008)

Central	Potência líquida [MW]	Tipo	Data de saída de serviço
Carregado 1 e 2	2 x 118	Fuel	Jul. 2009
Barreiro	56	Fuel	Dez. 2009
Tunes 3 e 4	165	Gasóleo	Dez. 2010
Carregado 3 e 4	2 x 118	Fuel	Jul. 2010
Carregado 5 e 6	2 x 118	Fuel/Gás natural ⁽¹⁾	Jul. 2011
Setúbal	4 x 237	Fuel	Dez. 2012
Sines	4 x 298	Carvão	Dez. 2017
Total	3069 MW		

De realçar que a desclassificação de cerca de 3 GW até ao final de 2017 irá impelir a instalação de novos centros electroprodutores térmicos para substituir os que estão

previstos serem desclassificados. Analisando a Tabela 7.1 verifica-se que até ao final de 2019 estão previstos cerca de 8354 MW de nova capacidade instalada.

Tabela 7.2 – Novos centros produtores térmicos e novas centrais hídricas até ao final de 2019, (REN, 2008)

Tipo de central	Potência líquida (MW)	Ano de entrada em serviço e localização	Central	Potência líquida (MW)	Data de entrada em serviço
Ciclo Combinado (TGCC)			Picote 2	1 x 238	2011
1º grupo	392	2009 Lares	Bemposta 2	1 x 191	2011
2º grupo	392	2009 Lares	Alqueva 2	2 x 120 rev.	2011
3º grupo	392	2010 Lamos	Baixo Sabor	2 x 70 rev.	2013
4º grupo	392	2010 Lamos	Venda Nova 3	2 x 218 rev.	2014
5º grupo	392	2010 Pego	Salomonde 2	1 x 85 rev.	2014
6º grupo	392	2010 Pego	Total	1330	
7º grupo	392	2010 Sines	Centrais do Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico - PNBEPH		
8º grupo	392	2010 Sines			
9º grupo	392	2015/19 Carregado ⁽¹⁾	Fridão	2 x 81,5	2015/19
Total	3528		Foz Tua	3 x 78 rev.	2014
Carvão			Daivões	2 x 54,5 rev.	2015/19
1º grupo	400	2015/19 Sines	Padroselos	1 x 113 rev.	2015/19
2º grupo	400	2015/19 Sines	Gouvães	1 x 112 rev.	2015/19
3º grupo	400	2015/19 Sines	Vidago	2 x 45 rev.	2015/19
4º grupo	400	2015/19 Sines	Almourrol	2 x 39	2015/19
5º grupo	400	2015/19 Sines	Pinhão	1 x 77 rev.	2015/19
6º grupo	400	2015/19 Lamos ⁽¹⁾	Girabolhos	1 x 72 rev.	2015/19
Total	2400		Alvito	1 x 48	2015/19
Total Geral	5928 MW		Total	1096	
			Total Geral	2426 MW	

Os primeiros 8 grupos da ciclo combinado, já licenciados pelo Ministério de Economia e Inovação e com localizações definitivas, foram atribuídos a distintos Agentes de Mercado sendo que a sua entrada em funcionamento e o desclassificação de grupos térmicos pertencentes a EDP irá possibilitar uma redução dos índices de concentração do mercado organizado e de serviços de sistema.

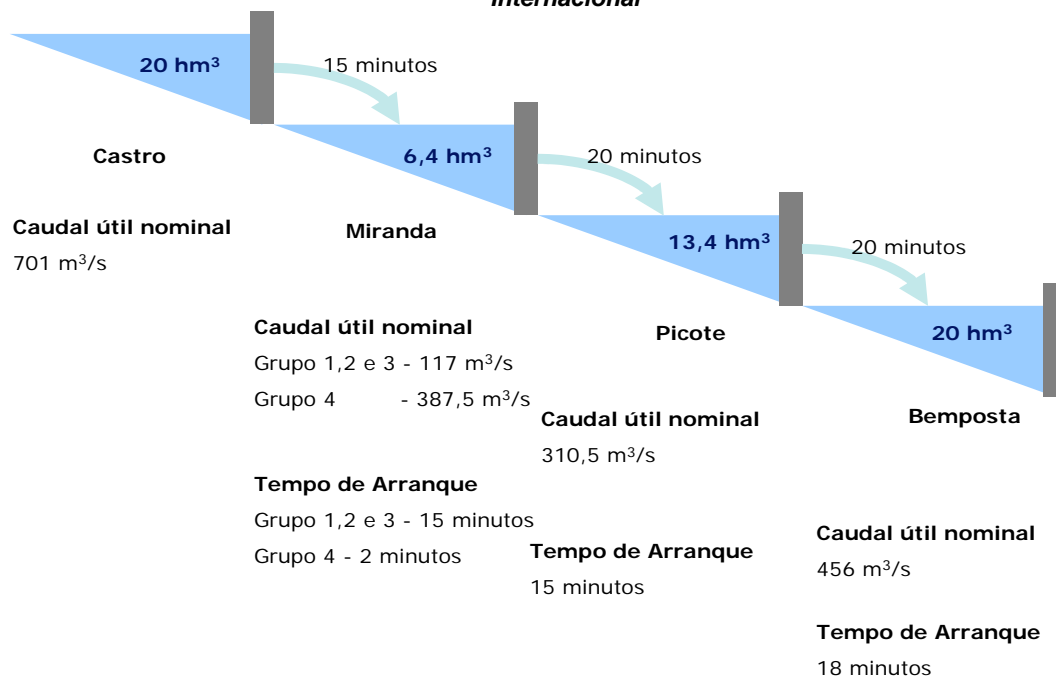
7.2 Bacias Hidrográficas Partilhadas

Muitos dos aproveitamentos hidroelétricos existentes estão localizados em rios internacionais que possuem aproveitamentos dos dois lados da fronteira, sendo que em algumas situações, no lado Português, não existe capacidade de regularização.

Analisando a situação do Douro Internacional, verifica-se que as capacidades de armazenamento aí existentes são reduzidas, ver Figura 7.8, visto que o seu objectivo principal da sua construção era tirar partido do enorme potencial hidroenergético do curso principal do rio Douro, não existindo, nem no troço internacional, nem no troço português, condições topográficas para criação de albufeiras de dimensão apreciável, (Leitão, 2006). Nessas condições, a seu regime de exploração é praticamente a fio-de-

água, sendo possível, quando muito, realizar alguma concentração de turbinamentos ao nível diário, (Leitão, 2006).

Figura 7.8 – Características técnicas dos aproveitamentos hidroeléctricos localizados no Douro Internacional



A reduzida capacidade de armazenamento das albufeiras situadas no curso principal do rio Douro, sobretudo nos escalões de Miranda, Picote e Bemposta, e a considerável diferença entre o caudal inicialmente instalado nestes aproveitamentos e o turbinável no aproveitamento espanhol de Castro, situado imediatamente a montante (1,6 vezes superior ao de Miranda), conduziu a que fosse considerada a realização do reforço de potência dos escalões portugueses, equilibrando os referidos caudais equipados, quer para reduzir os importantes volumes descarregados em períodos de cheia, quer para permitir fazer face aos turbinamentos de montante, quando concentrados em períodos de ponta, (Leitão, 2006).

A conjugação de diversos factores:

- Bacias hidrográficas partilhadas entre a EDP e a Iberdrola;
- Reduzida capacidade de regularização dos aproveitamentos indicados;
- Tempo médio de recorrência, tempo necessário a que o caudal turbinado no aproveitamento a montante chegue a albufeira, muito reduzidos.

Dificulta a estimação da produção destas centrais, o que conduz a penalização dos produtores através dos desvios. No entanto, tem sido tomadas diversas medidas que permitem reduzir o impacto desta situação:

- A criação de Áreas de Balanço onde o Agente de Mercado tem de manter um nível de produção mas pode, dentro de cada Área de Balanço, efectuar a gestão que se melhor adequar;
- Possibilidade de efectuar trocas de produção entre Áreas de Balanço. Os Agentes de Mercado podem transferir produção entre as diversas Áreas de Balanço até uma hora antes da produção;
- Alteração da constituição das Áreas de Balanço com a incorporação na Área de Balanço do Douro Internacional dos aproveitamentos de Varosa.

A adequação das medidas tomadas é ainda desconhecido mas, como veremos no caso dos PRE, as medidas tomadas devem ser consideradas como um passo na construção de um mercado de serviços de sistema eficiente.

7.3 Participação dos Produtores em Regime Especial

Desde a publicação do DL 33-A/2005 que está contemplada a possibilidade dos PRE poderem fornecer energia eléctrica através do mercado organizado e serem remunerados através do mercado e pelas receitas obtidas através da venda de certificados verdes. No entanto, a inexistência de enquadramento regulamentar para o mecanismo de certificados verdes e as tarifas aplicadas a energia produzida pelos PRE não facilitaram a integração destes produtores no mercado.

O DL 29/2206, estipula que os PRE têm o direito de vender a energia eléctrica que produzem ao CUR, podendo igualmente fornecer serviços de sistema através da celebração de contratos bilaterais ou através da participação em mercados organizados para esse efeito.

Contundo a integração destes produtores no mercado apresenta diversas dificuldades, sendo a principal o carácter intermitente de algumas das fontes de produção de energia e das metodologias apresentadas no capítulo anterior não poderem ser aplicadas:

- A criação de Áreas de Balanço onde poderiam ser integrados diversos produtores constitui uma forma de reduzir a incerteza na produção de energia;
- As trocas de produção entre Áreas de Balanço só poderão ser aplicadas a produtores com alguma dimensão, visto que as trocas são realizadas entre Áreas de Balanço pertencentes ao mesmo Agente de Mercado.

Tendo por base a informação constante no documento (ERSE, 2007), onde se apresentam as estimativas para 2007 e previsões para 2008 dos custos de aquisição de energia a PRE proceder-se-á a comparação destes preços com os oferecidos pelo mercado.

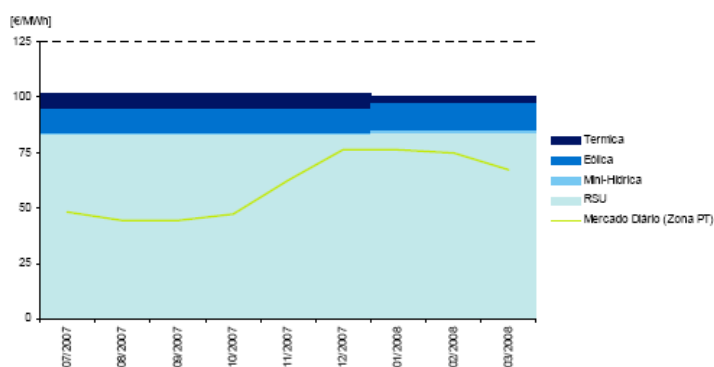
Tabela 7.3 - Estimativas para 2007 e previsões para 2008 dos Custos de Aquisição de Energia à PRE, extraído de (ERSE, 2007)

	2007			2008				
	GWh	€/MWh	10 ³ EUR	GWh	Δ 2008/2007 %	€/MWh	Δ 2008/2007 %	10 ³ EUR
Valores enviados pela EDP SU								
Eólicas	4 420	94,5	417 690	5 773,0	30,6%	97,10	2,8%	560 558
Hídricas	1 197	83,6	100 069	1 226,0	2,4%	84,70	1,3%	103 842
Térmica	4 867	101,7	495 180	5 496,0	12,9%	100,46	-1,3%	552 132
RSU	482	82,4	39 069	475,0	-2,8%	83,40	-1,2%	39 615
Outros	122	82,4	10 053	195,0	59,8%	83,40	1,2%	16 263
Total dos PRE	11 068	95,87	1 061 060	13 165,0	18,9%	96,65	0,8%	1 272 411

Fonte: EDP Serviço Universal

Tendo em atenção os valores apresentados na tabela anterior, apresenta-se a evolução do preço médio ponderado do mercado organizado e os preços médios da aquisição de energia à PRE, por tecnologia.

Figura 7.9 - Comparação do preço médio ponderado do mercado organizado com o preço médio dos Produtores em Regime Especial



Analisando a figura anterior verifica-se que o preço do mercado organizado continua a ser inferior ao preço praticado pela aplicação da tarifa regulada tendo, no entanto, o diferencial diminuído consideravelmente. O mercado organizado, apesar da subida do preço médio ponderado observada nos últimos meses, continua a ser menos atractivo

que a tarifa regulada sendo necessário uma adaptação dos incentivos oferecidos ao PRE de forma a possibilitar a sua integração no mercado organizado e de serviços de sistema.

7.4 CMEC – Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual

O estabelecimento do MIBEL, em que o relacionamento comercial entre os diversos intervenientes é realizado através do mercado organizado ou através da contratação bilateral, obrigou a uma profunda alteração do modo de relacionamento anteriormente vigente. Os CAE estabelecidos ao abrigo do pacote legislativo de 1995, estabelecidos entre a entidade concessionária da RNT e os produtores, reconhecia tanto os proveitos expectáveis dos produtores como as compensações a que as partes tinham direito em caso de incumprimento, (DL240, 2004).

Por forma a permitir a criação do MIBEL, o Decreto-Lei 240/2004 atribuiu a uma das partes do CAE o direito ao recebimento, mediante um mecanismo de repercussão nas tarifas eléctricas, de compensações pela cessação antecipada destes contratos. Este mecanismo denomina-se de CMEC, Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual.

Os CMEC possuem três componentes, parcela fixa, a revisibilidade anual e o ajustamento final. A parcela fixa corresponde a uma previsão das receitas dos produtores, a revisibilidade anual corresponde a comparação entre as receitas expectáveis e as receitas verificadas, de forma a assegurar a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE, (DL240, 2004).

A parcela fixa representa o montante bruto da compensação da cessação antecipada do CAE, o valor que o produtor deveria ter direito a receber se mantivesse o CAE. A equação seguinte apresenta a metodologia de cálculo seguida para a estimação deste montante.

$$CP_{ki} = \left(\frac{EF_{ki}}{(1+j)^i} - \frac{\left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{ref}}}{(1+j)^{i-0,5}} \right) \quad \text{Equação 7.4}$$

Onde,

i representa o ano em causa;

m representa o mês dentro de cada ano;

- h representa o posto horário de cada mês;
- EF_{ki} representa o encargo fixo devido ao produtor responsável pelo centro electroprodutor k , do ano i
- VT_{kimh} representa a produção estimada, em megawatts-hora, do centro electroprodutor k para o posto horário h do mês m do ano i , correspondente à melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado, tendo em conta a disponibilidade garantida no respectivo CAE;
- PT_{mh} representa o preço de mercado, incluindo o pagamento de garantia de potência e serviços de sistema, em euros por megawatts-hora, no posto horário h do mês m , que se admitiu que o centro electroprodutor k auferiria quando operado em mercado;
- VT_{ki} representa a produção estimada, em megawatts-hora, do centro electroprodutor k no ano i , correspondente à melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado, tendo em conta a disponibilidade garantida no respectivo CAE;
- EVT_{ki} representa o encargo variável, em euros por megawatts-hora, do centro electroprodutor k no ano i ;
- j a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa;
- I_i representa o índice IPC (continente) sem habitação de final de Junho do ano i ;
- I_{ref} representa o índice IPC (continente) sem habitação à data de cessação antecipada do CAE.

A parcela fixa é repercutida anualmente na tarifa UGS e é paga mensalmente ao produtor.

Anualmente, e durante um período de 10 anos após a cessação antecipada do CAE, procede-se a revisibilidade anual do CMEC que corresponde a comparação entre as receitas expectáveis e as receitas verificadas com o objectivo de garantir que cada centro electroprodutor terá uma remuneração equivalente ao que seria proporcionado pelo CAE.

$$Revisão_{ki} = \sum_{m=1}^{12} EF_{kmi} (Km_{kmi} - Kp_{kmi}) + \left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{ref}} - \left\{ \sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VV_{kimh} \times PV_{imh} - VV_{kim} \times EVV_{kim}) - GP_{ki} + SS_{ki} \right\}$$

Equação 7.5

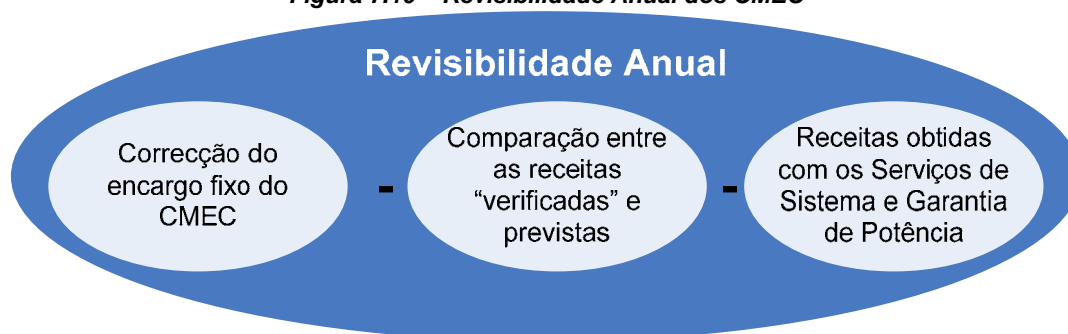
Onde,

m	representa o mês dentro de cada ano;
h	representa o posto horário de cada mês;
EF_{kmi}	representa o encargo fixo devido ao produtor responsável pelo centro electroprodutor k , referente ao mês m do ano i
Km_{kmi}	representa o coeficiente de disponibilidade verificado no centro electroprodutor k no mês m do ano i de acordo com a definição do respectivo CAE;
Kp_{kmi}	representa o coeficiente de disponibilidade previsto para o centro electroprodutor k no mês m do ano i de acordo com a definição prevista no respectivo CAE e ajustado, em termos e condições a definir no acordo de cessação, de modo a ter em conta o efeito das variações no encargo fixo;
VT_{kimh}	representa a produção estimada, em megawatts-hora, do centro electroprodutor k para o posto horário h do mês m do ano i , correspondente à melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado, tendo em conta a disponibilidade garantida no respectivo CAE;
PT_{mh}	representa o preço de mercado, incluindo o pagamento de garantia de potência e serviços de sistema, em euros por megawatts-hora, no posto horário h do mês m , que se admitiu que o centro electroprodutor k auferiria quando operado em mercado;
VT_{ki}	representa a produção estimada, em megawatts-hora, do centro electroprodutor k no ano i , correspondente à melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado, tendo em conta a disponibilidade garantida no respectivo CAE;
EVT_{ki}	representa o encargo variável, em euros por megawatts-hora, do centro electroprodutor k no ano i ;
VV_{kimh}	representa a produção do centro electroprodutor k no posto horário h do mês m do ano i , determinada para a situação real de hidraulicidade e com base na informação disponível no período em causa;
PV_{imh}	representa o preço médio de mercado, excluindo o pagamento de garantia de potência e serviços de sistema, no posto horário h do mês m do ano i ;
VV_{kim}	representa a produção do centro electroprodutor k no mês m do ano i , determinada nas condições para a situação real de hidraulicidade e com base na informação disponível no período em causa;
EVV_{kim}	representa o encargo variável, em euros por megawatts-hora, verificado para o centro electroprodutor k no mês m do ano i ;
GP_{ki}	representa a receita de garantia de potência recebida pelo centro

- electroprodutor k no ano i ;
- SS_{ki} representa a receita de serviços de sistema recebidos pelo centro electroprodutor k no ano i ;
- I_i representa o índice IPC (continente) sem habitação de final de Junho do ano i ;
- I_{ref} representa o índice IPC (continente) sem habitação à data de cessação antecipada do CAE.

Analisando a equação anterior, verifica-se que a primeira parcela refere-se a correcção do encargo fixo do centro electroprodutor, tendo em atenção o coeficiente de disponibilidade verificado. A segunda e terceira parcela referem-se a comparação entre as receitas “verificadas”, tendo em consideração os preços de mercado verificados e a produção do centro electroprodutor determinada pelo VALORÁGUA para a situação real de hidraulicidade e com base na informação disponível no período em causa, e as receitas previstas e já incluídas na parcela fixa do CMEC. Por fim, a última parcela representa as receitas obtidas nos serviços de sistema e garantia de potência

Figura 7.10 – Revisibilidade Anual dos CMEC



No caso de se obterem ajustamentos positivos, isto é, as receitas obtidas no mercado mais a parcela fixa dos CMECs foram inferiores as receitas previstas através dos CAE, para manter o equilíbrio financeiro do produtor, este tem o direito a receber através da revisibilidade anual dos CMEC o montante em falta. Na situação inversa, ajustamentos negativos, o produtor deverá devolver a entidade concessionária da RNT o montante em causa.

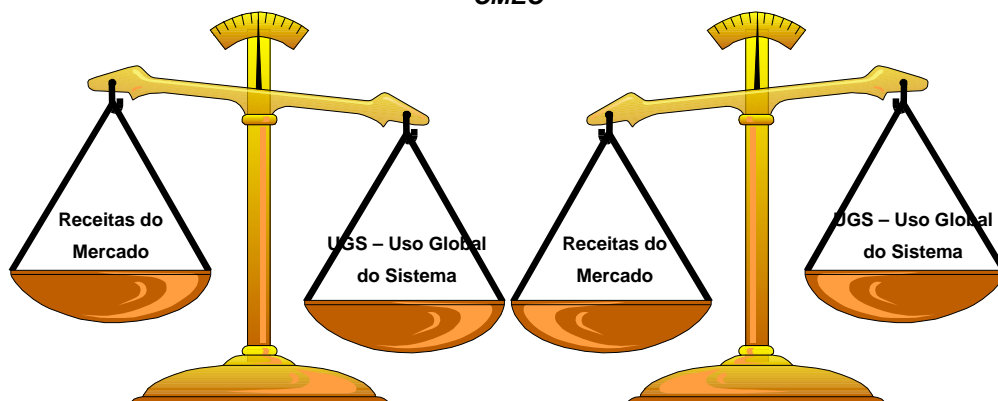
Os ajustamentos positivos e negativos serão depois repercutidos na tarifa de Uso Global de Sistema, UGS, o que implicará que um ajustamento positivo provocará um aumento da tarifa enquanto um ajustamento negativo provocará uma diminuição.

Quando, de acordo com o respectivo CAE, o termo do período de actividade de um centro electroprodutor ultrapasse 10 anos, os montantes dos CMEC remanescentes serão objecto de um ajustamento final.

O impacto dos CMEC no mercado de serviços de sistema deve ser analisado em duas vertentes, no próprio mercado e na repercussão dos custos associados aos serviços de sistema.

Como já foi indicado, tanto o mercado organizado como o mercado de serviços de sistema possuem níveis de concentração elevados que podem condicionar o funcionamento do mercado no entanto, os CMEC mitigam os efeitos da concentração ao imporem ao produtor, no caso das receitas “efectivas” serem superiores as receitas previstas, a obrigação de pagarem a entidade concessionária da RNT a diferença entre os valores para que sejam incorporados no cálculo da tarifa UGS. Pode-se então concluir que, na situação de abuso do poder de mercado, o consumidor pode sentir uma subida dos preços da energia transaccionada no mercado organizado e serviços de sistema que poderá ser colmatada por uma redução da tarifa UGS no ano seguinte.

Figura 7.11 – Interação entre a tarifa de Uso Global do Sistema e as receitas dos produtores com CMEC



No entanto, o equilíbrio mercado vs tarifa pode conduzir a efeitos nefastos e perniciosos no mercado e na concorrência. Com o aumento da concorrência no mercado organizado e no mercado de serviços de sistema os produtores que possuem CMEC podem sentir-se tentados a manipular os preços do mercado de forma a impossibilitar a viabilidade económica dos novos centros electroprodutores. Tendo em atenção que os CMEC mantêm os proveitos previstos nos CAE, os produtores que

possuírem este mecanismo, podem provocar uma redução deliberada dos preços do mercado organizado e de serviços de sistema, isto é, oferecerem os centros electroprodutores a um preço inferior ao seu custo marginal. Nesta situação, os consumidores sentirão uma descida dos preços do mercado que será acompanhada, no ano seguinte, por um aumento da tarifa UGS.

Outro pormenor, constitui o facto dos custos suportados pelo mercado de serviços de sistema serem suportados pelos Agentes de Mercado responsáveis pelos desvios, enquanto a tarifa UGS, onde serão repercutidos os custos ou proveitos dos CMEC, é aplicada a todos os consumidores. No caso de existir um preço da energia eléctrica no mercado de serviços de sistema que produza uma obrigação de pagar pelo produtor, este sobrecusto terá sido suportado por todos os Agentes de Mercado que se desviaram, no entanto, o proveito será utilizado para reduzir a tarifa UGS que é aplicada a todos os consumidores.

O mesmo acontece com o preço da energia eléctrica no mercado organizado, actualmente, as compras realizadas neste mercado correspondem a diferença entre o consumo no SEN e a produção com origem nos PRE. Desta forma, uma subida do preço do mercado organizado é suportada por parte do consumo, pelos consumidores associados a comercializadores e parte do consumo do CUR, no entanto, o proveito será utilizado para reduzir a tarifa UGS que é aplicada a todos os consumidores

Os CMEC constituem um mecanismo que permitem aos produtores assegurar a sua remuneração o que, numa situação de elevada concentração, protege os consumidores face a possíveis manipulações do preço mas, com a progressivo aumento da concorrência, poderá ter efeitos nefastos e perniciosos no mercado organizado. A monitorização e acompanhamento do mercado pelas entidades competentes reveste-se como uma actividade de elevada importância de forma a evitar situações de manipulação do mercado.

7.5 Contratação de serviços de sistema

O Mercado de Serviços de Sistema implementado em Portugal apresenta muitas semelhanças com o mercado existente em Espanha, contudo a estrutura do sector eléctrico é distinta. Em Portugal existem dois Agente de Mercado sendo que um possui uma posição claramente dominante, situação que contrasta com a situação em Espanha.

A implementação de um mercado organizado para o fornecimento de grande parte dos serviços de sistema pode não constituir a melhor solução num sector com níveis de concentração elevados. Das modalidades alternativa, destacam-se as seguintes:

- Obrigação de fornecimento do serviço;
- Contratos bilaterais;
- Leilões

Na tabela seguinte, extraída de (Rebours, Kirschen, & Trotignon, 2007), apresentam-se as vantagens e desvantagens da implementação de cada metodologia.

Tabela 7.4 – Factores que influenciam a escolha da metodologia de aquisição de serviços de sistema

	Compulsory Provision	Self- Procurement	Bilateral Contracts	Tendering Process	Spot Market
Mitigate the influence of dominant players	+++	+++	+	— —	— — —
Facilitate entrance into the market of new AS providers	+	— — —	—/+	++	+++
Hedge against risk	++	++	+++	+	— — —
Lower transaction costs	++	+	—	—	—
Secure enough AS	+++	+++	+++	+++	+
Increase the global welfare	— — —	— —	+	++	+++
Increase market transparency	+++	— —	— —	+	+++
Recognize the externality of AS	— — —	—	+++	+++	+++
Integrate demand response as an AS	— —	+++	+++	++	+

Pela análise da tabela anterior, verifica-se que o mercado organizado está mais sujeito a manipulações e deve ser desaconselhado para sistemas com elevados níveis de concentração, no entanto a existência de CMEC mitiga esse efeito mas pode dificultar a entrada de novos fornecedores do serviço.

8 Conclusões

Os serviços de sistema constituem uma peça fundamental garantir a fiabilidade, segurança e qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica no entanto, como se pode observar no capítulo anterior, este mercado encontra-se mais susceptível a concentração que o mercado organizado.

Quando se analisa o impacto das transacções internacionais no nível de concentração nacional verifica-se que este vem significativamente reduzido no entanto, este efeito não se faz sentir no mercado de serviços de sistema visto que, até ao momento, para satisfazer as necessidades em Portugal e em Espanha de serviços de sistema, os Operadores de Sistema só têm disponíveis os recursos de cada área.

Com o intuito de reduzir os níveis de concentração verificados podem ser tomadas diversas medidas:

- A troca de serviços de sistema entre a área Portuguesa e Espanhola poderá reduzir os níveis de concentração do mercado de reserva de regulação;
- A introdução de incentivos a participação dos PRE;
- Entrada de novos centros electroprodutores.

Com a publicação do DL 33-A/2005 está contemplada a possibilidade dos PRE poderem fornecer energia eléctrica através do mercado organizado e serem remunerados através do mercado e pelas receitas obtidas através da venda de certificados verdes. No entanto, a inexistência de enquadramento regulamentar para o mecanismo de certificados verdes, o carácter intermitente de algumas das fontes de produção de energia e as tarifas aplicadas a energia produzida pelos PRE, não facilitaram a integração destes produtores no mercado.

Outro factor que condiciona o funcionamento do mercado de serviços de sistema, é a reduzida capacidade de armazenamento das albufeiras situadas no curso principal do rio Douro, a existência na mesma bacia hidrográfica de aproveitamentos hidroeléctricos de Agentes de Mercado concorrentes e tempos médios de recorrência reduzidos, dificulta a estimação da produção dos centros electroprodutores localizados no Douro no entanto, têm sido desenvolvidas diversas medidas que permitem reduzir este impacto:

- A criação de Áreas de Balanço onde o Agente de Mercado tem de manter um nível de produção mas pode, dentro de cada Área de Balanço, efectuar a gestão que se melhor adequar;
- Possibilidade de efectuar trocas de produção entre Áreas de Balanço. Os Agentes de Mercado podem transferir produção entre as diversas Áreas de Balanço até uma hora antes da produção;
- Alteração da constituição das Áreas de Balanço.

Contudo, ainda se desconhece o real impacto destas medidas na gestão realizada pelos Agentes de Mercado.

Os CMEC constituem um mecanismo que permite aos produtores assegurar a sua remuneração, atribuindo a uma das partes do CAE o direito ao recebimento de compensações pela cessação antecipada destes contratos, mediante um mecanismo de repercussão nas tarifas eléctricas.

Numa situação de elevada concentração, os CMEC protege os consumidores face a possíveis manipulações do preço ao transferir para a tarifa UGS o diferencial entre os proveitos expectáveis e os verificados pelo produtor mas, com a progressivo aumento da concorrência, os produtores que possuem CMEC podem sentir manipular os preços do mercado de forma a impossibilitar a viabilidade económica dos novos centros electroprodutores. Visto que o CMEC mantém os proveitos previstos nos CAE, os produtores que possuírem este mecanismo podem provocar uma redução deliberada dos preços do mercado organizado e de serviços de sistema. Nesta situação, os consumidores sentirão uma descida dos preços do mercado que será acompanhada, no ano seguinte, por um aumento da tarifa.

Com este enquadramento, a monitorização e acompanhamento do mercado pelas entidades competentes reveste-se como uma actividade de elevada importância de forma a evitar situações de manipulação do mercado.

Concluindo, o mercado de serviços de sistema nacional esta numa fase inicial de desenvolvimento, apresentando níveis de concentração elevados que poderiam originar situações de exercício de poder de mercado que, no entanto, são mitigados pela existência de CMEC. Assim, torna-se importante a entrada de novos participantes neste mercado ou o início de trocas de serviços de sistema com o sistema espanhol



por forma a mitigar o nível de concentração do mercado. Apesar do factor mitigador do CMEC, com a entrada de novos intervenientes no mercado estes podem ter um efeito indesejado sendo de especial importância o acompanhamento do mercado por parte das entidades de supervisão.

BIBLIOGRAFIA

- BOE. (2006 1). *P.O. 3.3 - "Resolución de los desvíos generación-consumo"*. Boletín Oficial del Estado.
- BOE. (1998). *P.O. 7.1 - "Servicio Complementario de regulación primaria"*. Boletín Oficial del Estado.
- BOE. (2006 2). *P.O. 7.2 - "Servicio complementario de regulación secundaria"*. Boletín Oficial del Estado.
- BOE. (2006 3). *P.O. 7.3 - "Servicio complementario de regulación terciaria"*. Boletín Oficial del Estado.
- BOE. (2005). *Real Decreto 1454/2005*. Boletín Oficial del Estado.
- DL172. (2006). *Decreto-Lei 172 de 2006*. Diário da República Portuguesa.
- DL182. (1995). *Decreto-Lei 182 de 1995*. Diário da República Portuguesa.
- DL184. (2003). *Decreto-Lei 184 de 2003*. Diário da República Portuguesa.
- DL240. (2004). *Decreto-Lei 240 de 2004*. Diário da República Portuguesa.
- Economics, L. (2007). *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005*.
- ERSE. (2007). *Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008*. ERSE - Entidade REguladora dos Serviços Energéticos.
- ETSO. (2006). *Key Issues in Facilitating Cross-Border Trading of Tertiary Reserves and Energy Balancing*. ETSO - European Transmission System Operators.
- Leitão, R. M. (2006). *A Hidroelectricidade na Bacia Portuguesa do Rio Douro— Situação e Perspectivas de Desenvolvimento*.
- MPAC. (2007). *Manual de Procedimentos do Acerto de Contas*. REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
- MPGS. (2007). *Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema*. REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
- Nord Pool. (2006). *Trade at Nord Pool's Financial Market*. Oslo – Stockholm – Fredericia - Helsinki: Nord Pool, ASA.
- Nordel. (2002). *Common Balance Management in the Nordic Countries*. Nordel.
- OMIP. (2007). *1º Leilão REN-VPP*. (OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia) Obtido em 21 de Junho de 2008, de OMIP Web site: http://www.omip.pt/show_lista.php?idlst=800&id=176
- OMIP. (2007). *2º Leilão REN-VPP - Comunicação de Resultados*. (OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia) Obtido em 21 de Junho de 2008, de OMIP Web site: http://www.omip.pt/show_lista.php?idlst=728&id=176

- OMIP. (2008). *3º Leilão PT-VPP - Comunicação de Resultados*. (OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia) Obtido em 21 de Junho de 2008, de OMIP Website: http://www.omip.pt/show_lista.php?idlst=832&id=176
- OMIP. (2008). *4º Leilão PT-VPP - Comunicação de Resultados*. (OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia) Obtido em 21 de Junho de 2008, de OMIP Web site: http://www.omip.pt/show_lista.php?idlst=883&id=176
- OMIP. (2006). *Modelo de Mercado*. (OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português)) Obtido em 12 de Janeiro de 2008, de OMIP Web site: <http://www.omip.pt/monofolha.php?id=38>
- Paiva, J. P. (2005). *Redes de Energia Eléctrica uma Análise Sistémica*. Lisboa: IST Press.
- Port57. (2008). *Portaria n.º 57 de 2008*. Diário da República Portuguesa.
- RAR 33-A/2004. *Resolução da Assembleia da República 33-A/2004*. Diário da República Portuguesa.
- Rebours, Y., Kirschen, D., & Trotignon, M. (2007). Fundamental Design Issues in Markets for Ancillary Services. *The Electricity Journal*, 20 (6).
- REN. (2008). *Plano de Desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte 2009-2014 (2019), Consulta Pública*. REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
- ROR. (2007). *Regulamento de Operação das Redes*. ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- Svenska Kraftnät. (2004). *The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnät*. Svenska Kraftnät.
- UCTE. (2004). *Appendix 1: Load-Frequency Control*. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity.
- Wangensteen, I. (2007). *Power System Economics - the Nordic Electricity Market*. Trondheim: Tapir Academic Press.